

UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA HÍBRIDO
HIDRÁULICO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN EL PARQUE
NACIONAL EL CAJAS”**

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

AUTORES:

PAÚL ANDRÉS AUCAPIÑA ARÉVALO

FRANKLIN PATRICIO VINTIMILLA GARCIA

DIRECTOR:

DR. JUAN LEONARDO ESPINOZA ABAD

CUENCA - ECUADOR

OCTUBRE - 2013



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

RESUMEN

Con relación a la nueva matriz energética del Ecuador, así como también de acuerdo a las regulaciones del CONELEC en las que se destaca de que el estado promoverá e incentivará la utilización de tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica; se ha realizado un estudio de generación de energía eléctrica mediante un sistema híbrido Hidráulico-Fotovoltaico Conectado a la Red, considerando aspectos sociales, tecnológicos, económicos y medioambientales.

En el capítulo 1, se detalla la situación actual del Sector Energético del Ecuador así como también la situación de las Energías Renovables en el Mundo.

En el capítulo 2, se describen tanto el recurso hidráulico como el recurso solar; así como también las características de cada uno.

En el capítulo 3, se realiza la descripción de las obras civiles tanto de la parte hidráulica como de la parte fotovoltaica.

En el capítulo 4 se efectúa el análisis de generación de energía; el dimensionamiento de la central; así también se realiza las descripciones de las instalaciones.

En el capítulo 5, se detalla el diseño, equipamiento hidroeléctrico-fotovoltaico.

En el capítulo 6, se realiza el análisis económico para conocer la factibilidad del proyecto, y tener una certeza de la rentabilidad económica.

En el capítulo 7, se desarrolla el análisis de impacto medioambiental considerando todos los efectos positivos y negativos que pudieran producirse durante las etapas de construcción, operación y abandono de la central híbrida.

En el capítulo 8, se presentan finalmente las conclusiones y recomendaciones obtenidas luego de la realización del estudio.

PALABRAS CLAVES

Generación Hidroeléctrica; Generación Fotovoltaica; Sistema híbrido; Estudio Económico-Financiero; Estudio Ambiental.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

ABSTRACT

With regard to the new energy matrix Ecuador, as well as according to the regulations of CONELEC in which stress that the state shall promote and encourage the use of clean technologies for power generation, has made a study of electricity generation by PV hybrid system Hydraulic Networked, considering social, technological, economic and environmental.

Chapter 1 details the current situation of Ecuador Energy Sector as well as the situation of Renewable Energy in the World.

Chapter 2 describes both the water resource as the solar resource, as well as the characteristics of each.

In chapter 3, it is described for the civil works of both the hydraulic and the photovoltaic part.

In Chapter 4 the analysis is performed power generation, plant sizing, and also performed the descriptions of the facilities.

Chapter 5 details the design, hydro-photovoltaic equipment.

In Chapter 6, the economic analysis is performed to determine the feasibility of the project, and have certain profitability.

In Chapter 7, we develop the environmental impact analysis considering all the positive and negative effects that may occur during the stages of construction, operation and decommissioning of the plant hybrid.

In Chapter 8, we present the conclusions and recommendations finally obtained after the study.

KEYWORDS

Hydroelectric Generation; Photovoltaic Generation; Hybrid system; Study Economic and Financial; Environmental Study.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

INDICE DEL CONTENIDO

RESUMEN	2
INDICE DEL CONTENIDO.....	4
INDICE DE FIGURAS	10
INDICE DE TABLAS	12
CAPITULO PRIMERO	22
1 GENERALIDADES	22
1.1 INTRODUCCIÓN	22
1.2 JUSTIFICACIÓN	24
1.3 OBJETIVOS Y ALCANCE	26
1.3.1 Objetivo General.....	26
1.3.2 Objetivos Específicos	26
1.3.3 Alcance.....	26
1.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO DEL ECUADOR ...	27
1.4.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL ECUADOR	31
1.5 ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO	34
1.5.1 Situación actual del Potencial Renovable en Ecuador	35
1.5.2 Energía Solar.....	36
1.5.3 Energía Hidroeléctrica	38
1.6 REGULACIONES VIGENTES PARA LA PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES	40
1.6.1 Regulación No. CONELEC 004/11 “Tratamiento para la Energía producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales”	40
1.6.2 Regulación No. CONELEC 009/08 “Registro de Generadores Menores a 1 MW”	40
1.6.3 Regulación No. CONELEC 005/10 “Títulos Habilitantes para la participación de las empresas públicas en el sector Eléctrico”	41



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

CAPITULO SEGUNDO	42
2 EVALUACIÓN DEL RECURSO	42
2.1 RECURSO HIDRÁULICO	43
2.1.1 Evaluación del recurso hidráulico	43
2.1.2 Aprovechamientos en función del tipo de central	45
2.1.3 Clasificación según altura	52
2.1.4 Caudal	53
2.1.5 Mediciones del caudal	54
2.1.6 Hidrograma	58
2.1.7 Curva de caudales clasificados	59
2.1.8 Salto	61
2.1.9 Medición del salto disponible	63
2.1.10 Potencia y Energía Eléctrica	64
2.2 RECURSO SOLAR	65
2.2.1 Distribución de la Energía Solar	66
2.2.2 Tecnologías para el aprovechamiento de energía solar	69
2.2.3 Funcionamiento del Panel Solar	70
2.2.4 Parámetros de Células Fotovoltaicas y Curvas Características	72
2.2.5 Tecnologías de Paneles Solares	76
2.2.6 Sistemas Fotovoltaicos y sus Aplicaciones	79
2.2.7 Atlas Solar del Ecuador	83
CAPITULO TERCERO	85
3 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS CIVILES	85
3.1 GENERALIDADES	86
3.2 PRESAS	87
3.2.1 Clasificación de las presas	88
3.2.2 Clasificación de los azudes	88
3.3 ALIVIADEROS COMPUERTAS Y VÁLVULAS	90
3.3.1 Tipos de Aliviaderos	90
3.3.2 Tipos de compuertas	90



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

3.3.3	Desagües de fondo o medio fondo	91
3.3.4	Tipos de Válvulas	92
3.4	OBRAS DE CAPTACIÓN.....	92
3.5	CANALES, TÚNELES Y TUBERÍAS.....	93
3.6	TANQUE DE PRESIÓN	94
3.7	TUBERÍA DE PRESIÓN.....	95
3.8	SISTEMA DE DESCARGA	96
3.9	CASA DE MÁQUINAS O DE FUERZA.....	97
3.10	OBRAS CIVILES PARTE FOTOVOLTAICA	99
3.10.1	Explanación del terreno.....	99
3.10.2	Acceso y viales interiores	99
3.10.3	Realización de zanjas de corriente continua y alterna	99
3.10.4	Sistema de seguridad (vallado perimetral, CCTV, etc.)	100
CAPITULO CUARTO		101
4	GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	101
4.1	UBICACIÓN	102
4.2	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.....	103
4.2.1	Turbina Hidráulica	105
4.2.2	Tipos de Turbina.....	106
4.2.3	Selección del tipo de turbina.....	116
4.2.4	Velocidad específica.....	118
4.2.5	Regulación de la Turbina	121
4.2.6	Potencia Nominal	122
4.2.7	Descripción de la instalación	125
4.3	GENERACION ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA.....	126
4.3.1	Descripción de la instalación	126
4.3.2	Criterios de Dimensionamiento.....	127
4.3.3	Dimensionamiento de paneles en función del inversor	128
4.3.4	Distancia mínima entre filas de módulos.....	132
4.3.5	Cálculo de la producción de Energía Fotovoltaica	134



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

4.3.6	Rendimiento de los módulos fotovoltaicos	136
4.3.7	Horas pico solar (HPS):	139
4.3.8	Producción eléctrica del generador fotovoltaico (E_D)	141
CAPITULO QUINTO		145
5	DISEÑO ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN.....	145
5.1	EQUIPAMIENTO HIDROELÉCTRICO	145
5.1.1	Generador	146
5.1.2	Potencia del Alternador	148
5.1.3	Selección de Voltaje	149
5.1.4	Excitación	151
5.1.5	Regulador de tensión.....	152
5.1.6	Transformador de tensión.....	153
5.1.7	Elementos de control, regulación y protección.....	155
5.1.8	Automatización	156
5.1.9	Telecontrol.....	158
5.1.10	Servicios Auxiliares	159
5.2	EQUIPAMIENTO FOTOVOLTAICO	162
5.2.1	Generadores Fotovoltaicos (fijos o con seguimiento)	164
5.2.2	Inversores de conexión a red.....	166
5.2.3	Centros de transformación BT/MT	169
5.2.4	Punto de Entronque.....	169
5.2.5	Sala de supervisión y control	170
5.2.6	Torre Meteorológica.....	170
5.2.7	Sistema de medición:	170
5.3	CONEXIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO A LA RED ELÉCTRICA	174
5.3.1	Parámetros para conectar un sistema híbrido a la red.....	174
5.3.2	Configuración del sistema híbrido conectado a la red.....	174
5.3.3	Condiciones de la redes existentes	175



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

CAPITULO SEXTO	179
6 ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO	179
6.1 COSTOS DEL PROYECTO	180
6.1.1 Costos de Inversión	180
6.1.2 Costos de operación y mantenimiento	181
6.2 INGRESOS DEL PROYECTO	181
6.2.1 Ingresos por venta de energía	181
6.3 METODOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA	182
6.4 METODOS DE EVALUACIÓN ESTÁTICA.....	182
6.4.1 Periodo de recuperación de la inversión.....	182
6.5 METODOS DE EVALUACIÓN DINÁMICA.....	183
6.5.1 Método del valor actual neto (VAN)	183
6.5.2 Tasa interna de rentabilidad (TIR)	184
6.5.3 Relación costo beneficio b/c	185
6.6 RESULTADOS.....	186
6.6.1 Paneles con orientación fija a 17 grados	187
6.6.2 Paneles con seguimiento solar en dos ejes	189
6.6.3 Resumen de resultados	190
CAPITULO SÉPTIMO	191
7 ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL	191
7.1 INTRODUCCIÓN	191
7.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA.....	196
7.3 EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES	198
7.3.1 Identificación de Impactos Ambientales.....	199
7.3.2 Evaluación de Impactos Ambientales	200
7.4 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL (PMA).....	203
CAPITULO OCTAVO	206
8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	206
8.1 CONCLUSIONES:	206
8.2 RECOMENDACIONES:	209



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

CAPITULO NOVENO.....	210
9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....	210
9.1 BIBLIOGRAFÍA:	210
9.2 REFERENCIAS VIRTUALES	212
ANEXO 1 REGULACIONES	214
ANEXO 2 CÁLCULO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	260
ANEXO 3 CATÁLOGOS	263
ANEXO 4 SIMULACIÓN	290



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Porcentaje de producción de energía	32
Figura 1.2 Producción de energía eléctrica por tipo de fuente energética	32
Figura 1.3 Porcentaje de producción de energía neta	33
Figura 2.1 Esquema de un pequeño aprovechamiento hidráulico	44
Figura 2.2 Esquema de un aprovechamiento de montaña	46
Figura 2.3 Esquema de un aprovechamiento de baja altura.....	47
Figura 2.4 Esquema de aprovechamiento con tubería forzada corta.....	48
Figura 2.5 Central a pie de presa	49
Figura 2.6 Toma por sifón	50
Figura 2.7 Central en canal de riego	51
Figura 2.8 Medida del nivel de agua en estación de aforo	55
Figura 2.9 Diagrama de conductividad	56
Figura 2.10 Hidrograma de un río.	59
Figura 2.11 Curva de caudales disponibles, representa caudal versus porcentaje a lo largo del año.	60
Figura 2.12 Representación esquemática de la altura de salto aprovechable.	62
Figura 2.13 Contenido energético anual de radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en comparación con el consumo de energía y fósiles y recursos de energía nuclear de todo el mundo.	66
Figura 2.14 Suma anual de irradiación global horizontal en KWh/m ²	67
Figura 2.15 La luz solar que pasa a través de la atmósfera	68
Figura 2.16 Radiación Global y sus componentes bajo diferentes condiciones de cielo	69
Figura 2.17 Esquema de un panel fotovoltaico.....	70
Figura 2.18 Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica	71
Figura 2.19 Curva característica, principales elementos, de una célula fotovoltaica	72
Figura 2.20 Factor de llenado de una célula fotovoltaica.....	74
Figura 2.21 Efecto de la irradiancia sobre la característica I-V de un generador fotovoltaico.....	75
Figura 2.22 Ejemplo teórico de la variación de la característica I-V del generador FV al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.	75
Figura 2.23 Efecto del ángulo de inclinación de una célula fotovoltaica	76
Figura 2.24 Módulo compuesto por células de silicio monocristalino.....	77
Figura 2.25 Módulo formado por células de silicio policristalino	77
Figura 2.26 Eficiencia de diferentes materiales de células en laboratorio.....	78
Figura 2.27 Precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino en (\$/Wp)	79



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Figura 2.28 Casa típica Shuar.....	80
Figura 2.29 Sistema de riego en Cuba con paneles solares.....	80
Figura 2.30 Uso de paneles solares para señalización	81
Figura 2.31 Parque fotovoltaico Los Palacios Villafranca	82
Figura 2.32 Satélite de telecomunicaciones volando sobre la tierra con reflectante de paneles solares de espejo.....	82
Figura 2.33 Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica.....	83
Figura 3.1 Esquema de una central	86
Figura 3.2 Tipos de azudes.....	87
Figura 3.3 Tipos de azudes.....	89
Figura 3.4 Diámetro de la tubería en función del caudal	96
Figura 3.5 Espesor de la turbina en función de salto y del diámetro.....	96
Figura 3.6 Cimentación de Casa de Máquinas.....	97
Figura 3.7 Dimensiones de las zanjas.....	100
Figura 4.1 Localización de la instalación.	102
Figura 4.2 Aproximación del caudal del río Miguir a partir del caudal del río Llaviuco (en donde se muestra los caudales mínimos y máximos con su correspondiente día)..	104
Figura 4.3 Pelton de dos toberas Horizontal	107
Figura 4.4 Pelton de cuatro toberas vertical.....	108
Figura 4.5 Incidencia del chorro de agua en una turbina Pelton.....	108
Figura 4.6 Esquema de una turbina Turgo.	109
Figura 4.7 Esquema de una turbina de flujo cruzado	110
Figura 4.8 Turbina Francis de eje horizontal	112
Figura 4.9 Esquema de funcionamiento de los alabes directores.....	112
Figura 4.10 Esquema de una Kaplan de doble regulación	114
Figura 4.11 Sección transversal de una turbina bulbo.....	115
Figura 4.12 Rangos de utilización de diferentes tipos de turbinas.	116
Figura 4.13 Rendimiento de las turbinas en función del caudal.....	117
Figura 4.14 Dimensiones de 4 rodetes de turbina que desarrollan la misma potencia, a la misma altura de salto, pero a distintas velocidades.	119
Figura 4.15 Ubicación del sitio para la instalación fotovoltaica.	126
Figura 4.16 Modulo fotovoltaico marca Isofoton.	130
Figura 4.17 Conexión de la instalación fotovoltaica.....	131
Figura 4.18 Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares.	132
Figura 4.19 Producción eléctrica de la instalación fotovoltaica.....	142
Figura 5.1 Generador síncrono marca WEG	147
Figura 5.2 Diagrama unifilar con voltajes de generación	150
Figura 5.3 Diagrama unifilar de una subestación con transformador principal....	153



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Figura 5.4 Esquema general de un sistema de automatización.	157
Figura 5.5 Evolución de la eficiencia en el tiempo.	162
Figura 5.6 Evolución del precio de los (\$/Wp)	162
Figura 5.7 Vista en planta de un campo fotovoltaico.	163
Figura 5.8 Seguidor solar de dos ejes.	164
Figura 5.9 Seguidor solar azimutal.	165
Figura 5.10 Seguidor solar de un eje polar.	165
Figura 5.11 Seguidor solar de un eje horizontal.	166
Figura 5.12 Estructuras fijas marca mecasolar.	166
Figura 5.13 Inversor central.	167
Figura 5.14 Inversor ABB 100 kW	168
Figura 5.15 Inversor por cada rama.	168
Figura 5.16 Inversor dedicado a cada panel.	168
Figura 5.17 Centro prefabricado PFU-4	169
Figura 5.18 Esquema básico de conexión de un sistema fotovoltaico a la red ...	171
Figura 5.19 Adaptador Interruptor Diferencial RC222-T3	171
Figura 5.20 Interruptor magneto-térmico TMAX 3N de 4p.	172
Figura 5.21 Relé de control de tensión y frecuencia.	172
Figura 5.22 Relé Temporizado de retardo a la conexión DAA01 CM24	173
Figura 5.23 Contactor 4p. EK110-40.	173
Figura 5.24 Configuración del sistema híbrido conectado a la red.	175
Figura 5.25 Red existente.	176
Figura 5.26 Perfil de tensión del alimentador 0523 sin considerar la central híbrida.	177
Figura 5.27 Perfil de tensión del alimentador 0523 considerando la central híbrida.	178
Figura 7.1 Cuenca Hidrográfica del Río Miguir.	192
Figura 7.2 Vista 3D de la Microcuenca del Río Miguir	198

INDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Empresas Públicas creadas	29
Tabla 1-2 Producción bruta de energía en el año 2012.	31
Tabla 1-3 Producción de energía neta en el año 2012	33
Tabla 1-4 Principales centrales hidroeléctricas en el Ecuador.	38
Tabla 1-5 Cuencas Hidrográficas de mayor interés.	39
Tabla 2-1 Tipos de Centrales según rango de potencia.	52



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Tabla 2-2 Valores de insolación global para las provincias del Ecuador	84
Tabla 4-1 Áreas de las microcuencas	104
Tabla 4-2 Restricción de salto para diferentes turbinas.	117
Tabla 4-3 Tipo de turbina más adecuado en función de la velocidad específica	120
Tabla 4-4 Valores de n_s para diferentes tipos de turbinas.	121
Tabla 4-5 Factores técnicos y económicos para turbina Pelton.	123
Tabla 4-6 Energía generada para una serie de caudales.	124
Tabla 4-7 Máximo aprovechamiento energético.	125
Tabla 4-8 Promedio de Radiación Incidente Sobre una Superficie Inclineda en el Ecuador ($KWh/m^2/día$).	135
Tabla 4-9 Rendimiento por temperatura.	137
Tabla 4-10 Radiación total incidente en un año sobre los paneles.	140
Tabla 4-11 Producción de energía eléctrica mensual y anual.	141
Tabla 4-12 Características de la Instalación Fotovoltaica.	144
Tabla 6-1 Costo de Kilovatio instalado para tipos de centrales.”	180
Tabla 6-2 Costos de generación de energía renovable.	181
Tabla 6-3 Precios preferentes de energía renovable.	181
Tabla 6-4 Resultados de evaluación económica con paneles fijos.	187
Tabla 6-5 Resultados de evaluación económica con seguimiento solar.	189
Tabla 6-6 Índices económicos finales para de la central.	190
Tabla 7-1 Flora Endémica del Parque Nacional Cajas	193
Tabla 7-2 Aves Amenazadas del Parque Nacional Cajas	195
Tabla 7-3 Flora Endémica del lugar en estudio	196
Tabla 7-4 Aves amenazadas del lugar en estudio.	196
Tabla 7-5 Matriz de Identificación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica.	199
Tabla 7-6 Matriz de Evaluación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica. (Etapa de Construcción).	201
Tabla 7-7 Matriz de Evaluación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica. (Etapa de Operación)..	202
Tabla 7-8 Matriz de Evaluación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica. (Etapa de Abandono).	202



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA
SIDO DESARROLLADO POR LOS SRS:

PAÚL ANDRÉS AUCAPIÑA ARÉVALO

FRANKLIN PATRICIO VINTIMILLA GARCÍA

DR. JUAN LEONARDO ESPINOZA ABAD

DIRECTOR DE TESIS



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA
Fundada en 1867

Yo, Paúl Andrés Aucapiña Arévalo, autor de la tesis "GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA HÍBRIDO HIDRÁULICO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN EL PARQUE NACIONAL EL CAJAS", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 1 de Octubre de 2013

Paúl Andrés Aucapiña Arévalo

C.I.: 0105166193

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA
Fundada en 1867

Yo, Franklin Patricio Vintimilla Garcia, autor de la tesis "GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA HÍBRIDO HIDRÁULICO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN EL PARQUE NACIONAL EL CAJAS", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 1 de Octubre de 2013

Franklin Patricio Vintimilla Garcia

C.I.: 0105026231

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA
Fundada en 1867

Yo, Paúl Andrés Aucapiña Arévalo, autor de la tesis "GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA HÍBRIDO HIDRÁULICO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN EL PARQUE NACIONAL EL CAJAS", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 1 de Octubre de 2013

Paúl Andrés Aucapiña Arévalo

C.I.: 0105166193

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA



UNIVERSIDAD DE CUENCA
Fundada en 1867

Yo, Franklin Patricio Vintimilla Garcia, autor de la tesis "GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA HÍBRIDO HIDRÁULICO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN EL PARQUE NACIONAL EL CAJAS", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 1 de Octubre de 2013

Franklin Patricio Vintimilla Garcia

C.I.: 0105026231

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316
e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103
Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

AGRADECIMIENTO

*A nuestro director, Dr. Juan Leonardo Espinoza,
por su colaboración imprescindible en la
dirección de la presente tesis y por el apoyo
oportuno brindado en todo momento.*

*A la Universidad de Cuenca, profesores y
compañeros; por acogernos, educarnos y
ayudarnos para poder brindarnos la oportunidad
de ser profesionales.*

LOS AUTORES



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

DEDICATORIA

**A mis queridos
padres:**

*José y Piedad
quienes siempre me
brindaron el apoyo
necesario para la
culminación de mis
estudios.*

A mis hermanos:

*Por todos sus sabios
consejos, los cuales
fueron una gran ayuda
en el desarrollo de la
presente tesis.*

PAÚL A.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

DEDICATORIA

Esta tesis va dedicada para:

En primer lugar a Dios por permitirme seguir cada día con vida, por guiarme en todo momento y darme la fuerza e infinito amor para seguir en los momentos más difíciles.

A mis padres Patricio y Sandra, por brindarme el apoyo, los consejos y sobretodo el amor, en todo momento para alcanzar mis metas y ser una persona de bien.

A mis abuelos Manuel y Teolinda, por ser como unos padres y brindar su amor y cariño en los momentos que los necesito.

De manera especial y con todo el amor para Blanca, por ser un pilar importante en mi vida, acompañarme en las buenas y en las malas.

A toda mi familia, amigos y compañeros que me han apoyado en este importante logro académico.

FRANKLIN V.



CAPITULO I

CAPITULO PRIMERO

1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Es un hecho indiscutible la preocupación mundial respecto al cambio climático en nuestro planeta. El sector energético, se encuentra entre los principales generadores de gases de efecto invernadero. Actualmente existen varios organismos en diferentes países enfocados a tomar medidas que permitan contar con matrices energéticas más “limpias”, eficientes y reducir el índice de contaminantes que afectan nuestro entorno.

El tema de cambio climático es reconocido como uno de los grandes problemas emergentes de la transformación del planeta Tierra. Históricamente el clima siempre ha variado, pero diferentes hallazgos científicos han demostrado que desde la segunda mitad del siglo XX, el ritmo de estas variaciones se ha venido acelerando de tal manera que actualmente está afectando la vida en el planeta. La



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

temperatura de la superficie terrestre aumentó 0,6°C aproximadamente, y unas dos terceras partes de este calentamiento se han producido desde 1975. Los climatólogos prevén que el calentamiento proseguirá en los próximos años, junto con cambios de la pluviosidad y la variabilidad climática.

Todo esto se ha debido principalmente a la concentración atmosférica de gases que atrapan la energía, lo que incrementa el “efecto invernadero” natural que hace habitable la Tierra, y las manchas solares que llegan al planeta y han mostrado junto con los cambios en la órbita de nuestro planeta alteraciones grandes en el clima. Los principales gases de efecto invernadero (GEI) son el dióxido de carbono (procedente en su mayor parte de la combustión de combustibles fósiles y la quema de bosques, el cual contribuye con el 60% del calentamiento global) y otros gases que atrapan el calor, como el metano (generado por la agricultura de regadío, la ganadería y la extracción de petróleo), el óxido nitroso, vapor de agua y diversos halocarburos fabricados por el hombre.

En Latinoamérica las actividades que más producen gases de efecto invernadero como el metano son la agricultura, la ganadería, las actividades forestales, la expansión de las tierras cultivables, el sector energético y el transporte. En menor porcentaje, los desechos. Y aunque a nivel mundial Latinoamérica no sea la región que más produce gases de efecto invernadero, es una de las regiones que puede verse más afectada por el cambio climático.¹

En el caso particular en nuestro país, en lo referente a la utilización de tecnologías limpias, la Constitución en su artículo 413, establece que “El Estado promoverá la Eficiencia energética, [...], energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.”²

¹ Comprender el cambio climático, Organización Panamericana De Salud, 2011

² Constitución de la Republica, Asamblea Nacional, 2008



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Como también en el artículo 284 de la Constitución, referente a la Soberanía económica, se destaca que la política económica tendrá entre sus objetivos: *“Incentivar la producción nacional, la productividad y competitividad sistémicas. [...], y asegurar la soberanía alimentaria y energética.”*³

A partir de la norma constitucional se han derivado varias leyes y regulaciones que van encaminadas a promover una matriz energética que garantice el uso eficiente de nuestros recursos energéticos, particularmente los renovables.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El constante avance de la tecnología está muy ligado con el desarrollo de un país, ya que ésta debe ser empleada cada vez de manera más eficiente, óptima, segura y de buena calidad para el usuario final ya sea industrial, comercial, residencial y alumbrado público, sin dejar de lado el cuidado ambiental en las etapas de generación, transmisión y distribución.

Es por esto que el desarrollo de las energías alternativas renovables tiene cada vez más auge en toda sociedad; lo cual va ligado con proyectos de eficiencia energética destinadas al control del crecimiento de la demanda como también al consumo eficiente de la energía, en todos los sectores.

En relación con el tema tratado, la ley de Régimen del Sector Eléctrico y el CONELEC; establecen:

*El Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.*⁴

La seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a

³ Constitución de La Republica, Asamblea Nacional, 2008

⁴ Ley de Régimen del Sector Eléctrico, CONELEC, 2010



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;

Para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica.

Como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos.⁵

⁵ Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, 2012-2021



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

1.3 OBJETIVOS Y ALCANCE

1.3.1 Objetivo General

Proponer un proyecto a nivel de prefactibilidad técnica y económica consistente en la implementación de un sistema híbrido hidráulico-fotovoltaico junto al Parque Nacional Cajas, lo cual abra la posibilidad de obtener beneficios económicos para la administración del Parque, debido a la venta de energía a la red.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Dar a conocer el uso e implementación de nuevas tecnologías basadas en energía solar y la energía hidráulica a pequeña escala, las cuales aportan a la soberanía energética y a la conservación del ambiente.
- *Proponer un sistema híbrido de generación conectado a la red, en donde la energía generada pueda ser vendida a la red de energía eléctrica.*
- Analizar la viabilidad técnica, económica, ambiental y legal en la implementación de este sistema híbrido de generación eléctrica, en una área ambientalmente sensible.

1.3.3 Alcance

Esta tesis propone caracterizar un estudio de prefactibilidad de un sistema renovable híbrido conectado a la red, junto al Parque Nacional Cajas, en la provincia del Azuay, con el fin de que a largo tiempo resulte un sistema eficiente, energética y económicamente factible; de bajo impacto ambiental y sea también una fuente de ingresos económicos para la administración del Parque.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

1.4 SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ENERGÉTICO DEL ECUADOR

El sector eléctrico ecuatoriano se rige, desde 1999, por lo dispuesto en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas. En el 2008, con la entrada en vigencia de la Constitución Política de la República del Ecuador, se produjeron cambios en la normativa jurídica del sector, que incidieron en la planificación y ejecución de las actividades que cumplen las distintas instituciones.

La expedición del Mandato Constituyente No. 15, de 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial No. 393, el 31 de julio de 2008, estableció acciones inmediatas y determinó nuevos lineamientos para el sector eléctrico ecuatoriano, basados fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- a) Tarifa única a aplicarse, a usuario final, por parte de las empresas eléctricas de distribución.*
- b) Eliminación del concepto de costos marginales para la determinación del costo del segmento de generación.*
- c) Financiamiento de los planes de inversión en generación, transmisión y distribución, a través del Presupuesto General del Estado.*
- d) Reconocimiento mensual, por parte del Estado, de las diferencias entre los costos de generación, transmisión y distribución y la tarifa única para el consumidor final.*
- e) Financiamiento del Programa de energización rural y electrificación urbano marginal – FERUM, a través del Presupuesto General del Estado.*

Adicionalmente, el mismo mandato dispuso que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado Ecuatoriano tiene participación accionaria mayoritaria, extingan, eliminen y/o den de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros correspondientes a la compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación.

De la misma forma, se inició un proceso de reestructuración de las empresas eléctricas para conformar nuevas sociedades que manejen de forma eficaz y



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

eficiente el sector en su conjunto; es así como se crearon la Corporación Nacional de Electricidad S.A. -CNEL- y la Corporación Eléctrica del Ecuador S.A. -CELEC-.

CNEL asumió, a partir del 10 de marzo de 2009, los derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, agrupando a: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.; Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas S.A.; Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.; las cuales funcionan actualmente como gerencias regionales.

En este mismo sentido, CELEC S.A., a partir del 19 de enero de 2009, fue conformada por las siguientes empresas: Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A.; Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha S.A.; y, Empresa de Transmisión de Electricidad –TRANSELECTRIC S.A.-. Desde enero de 2010, la CELEC S.A. pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A. A diciembre de 2010 CELEC EP estuvo formada por siete Unidades de Negocio, tres de generación térmica, tres de generación hidráulica y una de transmisión. Con los activos en servicio de la empresa Machala Power, que pasaron a ser parte de CELEC EP, se conformó una nueva unidad de negocios denominada Termogas Machala.

A través del Decreto Ejecutivo No. 1786, de 18 de junio de 2009, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG- en sus secciones de generación y distribución, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil -Eléctrica de



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Guayaquil-, pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas.

Posteriormente, el Mandato Constituyente No. 15 dispuso que, en virtud de los indicadores de gestión de algunas empresas de distribución, las siguientes sociedades anónimas: Empresa Eléctrica Quito S.A.; Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.; Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.; Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.; Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.; y, Empresa Eléctrica Riobamba S.A., mantengan su estado hasta que la normativa del sector eléctrico sea expedida conforme los principios constitucionales.

Con la expedición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP), de 24 de julio de 2009, se dio paso a la creación de varias empresas que serán las que gestionen y desarrollen las actividades tendientes a brindar el servicio público de energía eléctrica. Las empresas públicas creadas se muestran en la Tabla 1.1:

Empresa	Decreto ejecutivo	Fecha
HIDROPASTAZA EP ⁶	219	14 de enero de 2010
CELEC EP	220	14 de enero de 2010
COCASINCLAIR EP	370	26 de mayo de 2010
HIDROLITORAL EP	400	17 de junio de 2010
HIDROTOAPI EP ⁷	Ordenanza 002-HCPP-2010	14 de enero de 2010
HIDROEQUINOCCIO EP	Ordenanza 005-HCPP-2010	14 de enero de 2010

Tabla 1-1 Empresas Públicas creadas

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, no está incorporada al S.N.I.

Para el caso de CNEL-Regional Sucumbíos, el CONELEC la considera aún como sistema no incorporado, a pesar de que su demanda es atendida en forma parcial a través del Sistema Nacional de Transmisión, pasará a ser considerada como

⁶ Absorbida Por Hidroagoyán, CELEC EP

⁷ Ahora Unidad de Negocios de CELEC EP



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

sistema incorporado una vez que se ponga en operación el Sistema de Transmisión Nororiente a 230/138 KV.⁸

Finalmente, con la incorporación de nuevas Unidades de Negocio, para hacer frente a varios proyectos de generación en etapa constructiva, la CELEC EP está conformada actualmente por 13 Unidades de Negocio.

- *HIDROPAUTE*
- *HIDROAGOYAN*
- *HIDRONACIÓN*
- *TERMOPICHINCHA*
- *TERMOESMERALDAS*
- *ELECTROGUAYAS*
- *TERMOGAS MACHALA*
- *TRANSELECTRIC*
- *GENSUR*
- *ENERNORTE*
- *ENERJUBONES*
- *HIDROAZOGUES*
- *HIDROTOAPI⁹*

En función de lo anterior y con la participación de las empresas de capital privado, el sector eléctrico ecuatoriano. Actualmente, está compuesto por los siguientes agentes:

- 12 Unidades de Negocio de generación de CELEC EP;
- 12 Generadoras - incluidas las Unidades de Negocio de CELEC EP;
- 1 Unidad de Negocio encargada de la transmisión -a través de CELEC EP;
- 26 Autogeneradores;

⁸ Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, 2012-2021

⁹ www.celec.com.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

- 20 Distribuidoras: 9 Empresas Eléctricas, la Unidad Eléctrica de Guayaquil y las 10 Regionales de CNEL; y,
- 4 Grandes Consumidores que participaron en el mercado eléctrico.

1.4.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL ECUADOR

1.4.1.1 Producción Bruta

En el 2012, la producción bruta total de energía fue de 19 652,21 GWh, distribuida de la siguiente manera: 12 112,68 GWh generación hidráulica, 7 145,67 GWh generación térmica, 155,65 GWh generación no convencional, 236,03 GWh importación desde Colombia, medida en la S/E Jamondino (236,01 GWh) y S/E Panamericana (0,02 GWh) y, 2,18 GWh importación desde Perú, medida en la S/E Zorritos (Información proporcionada COES Perú)

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
GENERACIÓN HIDRAULICA	1179,73	1092,56	1208,64	1203,26	1234,09	1091,3	1114,96	912,82	816,33	756,89	814,21	687,89	12112,68
GENERACIÓN TÉRMICA	409,93	407,16	469,14	427,59	482,84	533,8	482,65	665,59	657,7	853,45	786,9	968,91	7145,67
GENERACIÓN NO CONVENCIONAL	1,9	0,00	0,00	0,00	0,00	2,66	18,98	27,65	25,25	26,87	25,51	26,82	155,65
IMPORTACIÓN COLOMBIA	26,79	8,26	9,27	18,96	10,5	17,05	17,35	4,32	75,84	24,21	13,03	10,45	263,03
IMPORTACIÓN PERÚ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,96	0,22	0,00	0,00	0,00	2,18
TOTAL	1618,35	1507,98	1687,05	1649,81	1727,43	1644,81	1633,94	1612,34	1575,34	1661,42	1639,65	1694,07	19652,21

Tabla 1-2 Producción bruta de energía en el año 2012¹⁰

¹⁰ www.cenace.org.ec

UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

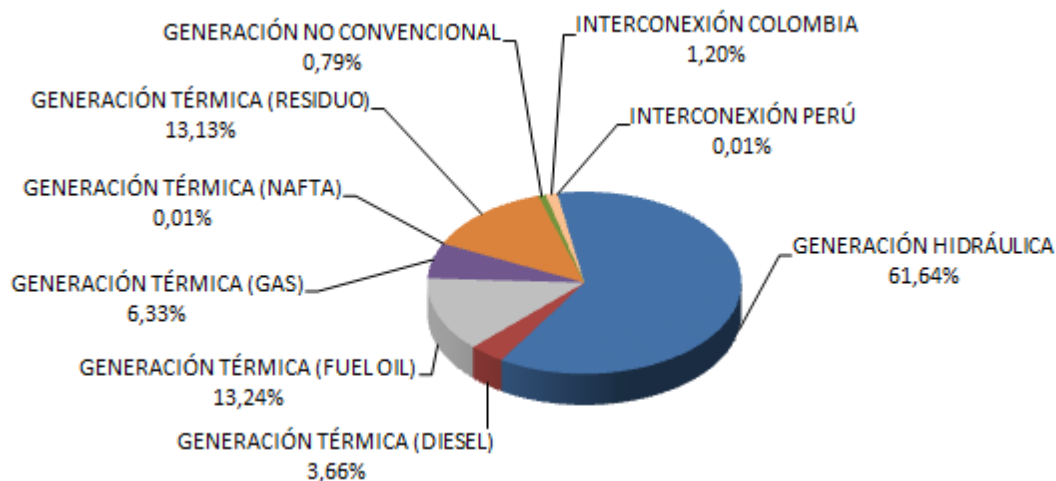


Figura 1.1 Porcentaje de producción de energía¹¹

En la siguiente figura se puede ver la producción de energía eléctrica por tipo de fuente energética que se tuvo en el año 2012.

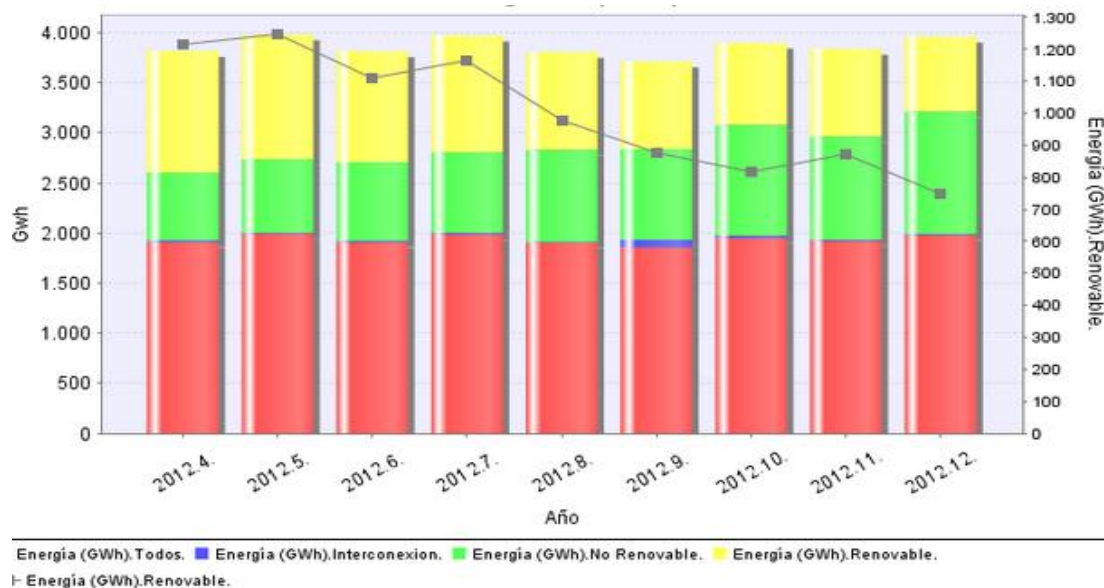


Figura 1.2 Producción de energía eléctrica por tipo de fuente energética¹²

¹¹ www.cenace.org.ec

¹² www.cenace.org.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

1.4.1.2 Producción Neta

En el 2012, la producción neta total de energía fue de 19 303,66 GWh, distribuida de la siguiente manera: 12 047,71 GWh generación hidráulica, 6 864,57 GWh generación térmica, 155,65 GWh generación no convencional, 233,57 GWh importación desde Colombia, medida en la S/E Pomasqui (233,55 GWh) y en la S/E Tulcán (0,02 GWh) y, 2,17 GWh importación desde Perú, medida en la S/E Machala. El detalle consta en la tabla N° 1.3 y en la figura 1.3.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL
GENERACIÓN HIDRAULICA	1174,63	1090,25	1206,38	1196,87	1229,87	1088,89	1112,2	910,43	810,53	746,73	804,04	676,9	12047,72
GENERACIÓN TÉRMICA	392,27	390,64	450,47	408,11	459,12	510,46	460,13	639,48	636,58	825,2	757,75	934,36	6864,57
GEN. NO CONVENCIONAL	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00	2,66	18,98	27,65	25,25	26,87	25,51	26,82	155,64
IMPORTACIÓN COLOMBIA	26,45	8,14	9,17	18,73	10,39	16,9	17,21	4,28	75,02	23,99	12,92	10,37	233,57
IMPORTACIÓN PERÚ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,95	0,22	0,00	0,00	0,00	2,17
TOTAL	1595,25	1489,03	1666,02	1623,71	1699,38	1618,91	1608,52	1583,79	1547,60	1622,79	1600,22	1648,45	19303,67

Tabla 1-3 Producción de energía neta en el año 2012¹³

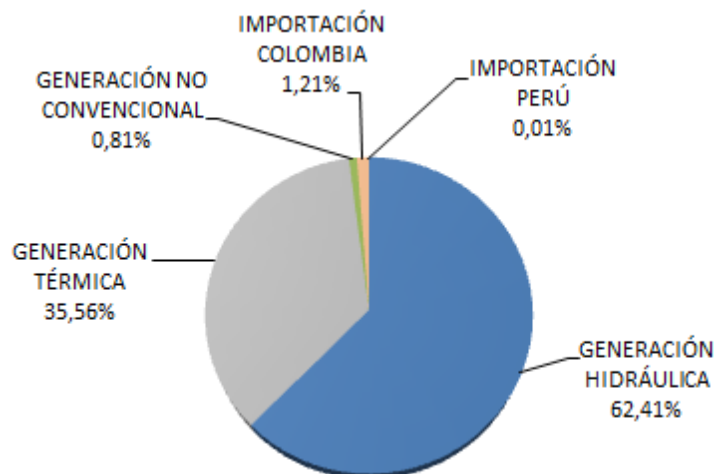


Figura 1.3 Porcentaje de producción de energía neta¹⁴

¹³ www.cenace.org.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

En la figura 1.3 se presenta el porcentaje de producción de energía hidráulica, térmica e importada, respecto a la producción total de energía neta para el año. Se observa que el 62,41% de la producción corresponde a generación hidráulica, el 35,56% a generación térmica, el 0,81% a generación no convencional, el 1,21% a importación de Colombia y el 0,01% a importación de Perú¹⁵

1.5 ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MUNDO

Existe una concienciación cada vez mayor sobre los efectos medioambientales que conlleva el actual sistema de desarrollo económico, como son el cambio climático, la lluvia ácida o el agujero de la capa de ozono. Las sociedades modernas, que sustentan su crecimiento en un sistema energético basado principalmente en la obtención de energía a través de combustibles fósiles, se inclinan cada vez más hacia la adopción de medidas que protejan nuestro planeta.

Es así que la mayoría de países en el mundo han adoptado políticas de incentivo para la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables con el fin de reducir las emisiones de CO₂ producidos por centrales térmicas.

La producción de energías renovables en los últimos años ha tenido un gran desarrollo gracias a las políticas de incentivo por parte de los gobiernos.

Es así que en el año 2012 alrededor del 16% del consumo final de energía mundial proviene de fuentes renovables, con 10% de toda la energía tradicional de la biomasa, que se utiliza principalmente para la calefacción, y el 3,4% de la energía hidroeléctrica. Las nuevas energías renovables (minihidráulica, la biomasa moderna, la eólica, solar, geotérmica y biocombustibles) representaron un 3% y están creciendo muy rápidamente. La cuota de las energías renovables en la generación de electricidad es de alrededor de 19%, con un 16% de la electricidad procedente de la hidroelectricidad y el 3% de las nuevas energías renovables. La energía eólica está creciendo a un ritmo de 30% anual, en todo el mundo la

¹⁴ www.cenace.org.ec

¹⁵ www.cenace.org.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

capacidad instalada es de 282.482 megavatios (MW) a finales de 2012, y se utiliza ampliamente en Europa, Asia, y Estados Unidos. A finales de 2012 las fotovoltaicas (PV) de capacidad en todo el mundo fue de 100.000 MW¹⁶

1.5.1 Situación actual del Potencial Renovable en Ecuador

La inserción de las energías renovables ha adquirido un rol cada vez más creciente, debido a la importancia de alcanzar un adecuado nivel de sostenibilidad que garantice el suministro energético, considerando el entorno y el ambiente de los consumidores. El uso eficiente de los recursos renovables promueve la sostenibilidad económica y ambiental mediante la adopción de hábitos responsables y la incorporación de nuevos paradigmas para la implementación de inversiones a nivel tecnológico y de gestión en un sistema eléctrico.

La implementación y desarrollo de tecnologías en el área de energías renovables incorporan varios factores positivos como: ventajas medioambientales, creación de puestos de trabajo, uso de los recursos locales, reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, etc. Estos factores, sumados al gran potencial de fuentes de energías renovables que existen en el país, hacen prever un futuro promisorio en el desarrollo de este tipo de energía, en el campo energético, ambiental y social.

Debido a las condiciones geomorfológicas, topográficas y de localización geográfica que posee el Ecuador, se pueden encontrar fuentes de energía renovable con fines de producción de electricidad de distintos tipos como: eólica, solar, hidráulica y geotérmica. Otra fuente de energía renovable que posee el Ecuador es la biomasa, producto principalmente de las actividades agrícolas y ganaderas que generan grandes cantidades de desechos, los mismos que pueden ser aprovechados energéticamente.

¹⁶ www.ren21.net



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Gracias a la disponibilidad de recursos hídricos con que cuenta el país, se ha planteado la política del aprovechamiento intensivo de las diferentes cuencas hidrográficas, a fin de explotar y balancear las dos vertientes que poseen potencial hidroeléctrico en el país. Todo ello, mediante la realización de estudios e investigaciones para llevar a la fase de construcción a los proyectos hidroeléctricos, que permitirán disminuir sustancialmente los costos operativos del SNI y satisfacer la demanda nacional con la posibilidad de generar saldos para exportación, que pudieran significar un importante ingreso de divisas.

Igualmente, debe retomarse la exploración geotérmica para confirmar el potencial estimado preliminar, superior a los 500 MW instalables, que significará un importante cambio de la matriz energética del país.

1.5.2 Energía Solar

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse en sus componentes de forma directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna, esto gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y resto de elementos atmosféricos y terrestres.

La energía solar es una alternativa que ofrece tantas aplicaciones como ventajas respecto a la energía convencional, ya que se trata de una fuente de energía gratuita, inagotable y, sobre todo, limpia.

La potencia de la radiación en un punto de la Tierra depende del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.

El aprovechamiento de la energía solar con fines eléctricos se realiza mediante la conversión fotovoltaica de energía solar producida en celdas fotoeléctricas de silicio cristalino.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

La producción de energía eléctrica mediante efecto fotovoltaico presenta el día de hoy indudables ventajas: la contribución a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, la disminución de la generación con energías no renovables con el consecuente ahorro en combustibles fósiles, y la posibilidad de llegar con electricidad a zonas alejadas de las redes de distribución.

El Ecuador al estar ubicado en el centro de la Tierra, tiene un potencial solar que sin ser el mejor del planeta, se sitúa en niveles muy convenientes para el aprovechamiento energético. Los datos de radiación solar en el país presentan homogeneidad de los valores a lo largo del año, así por ejemplo, en el observatorio del Coca en la Amazonía, los valores diarios oscilan entre los 3,35 KWh/m² en el mes de mayo y los 4,33 KWh/m² en el mes de septiembre.

Actualmente en el país, a través de programas como Euro-Solar y el fondo FERUM, se ha impulsado el aprovechamiento solar para generación de energía eléctrica en zonas rurales alejadas de las redes de distribución. A través de un convenio regional suscrito en 2006 entre la Unión Europea y 8 países de Latinoamérica, entre ellos Ecuador, nació el Programa Euro-Solar. Este programa tiene entre sus metas mejorar las condiciones de vida en los aspectos de salud, educación y telecomunicaciones de 91 comunidades rurales del país, mediante el acceso a una fuente de energía eléctrica renovable. Las 91 comunidades están localizadas en las provincias de Guayas, Morona Santiago, Pastaza, Orellana, Napo, Sucumbíos y Esmeraldas.

Cabe recalcar que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur desarrolló el proyecto Yantsa li Etsari o “Luz de nuestro sol” en las comunidades Shuar y Achuar de la provincia de Morona Santiago, gracias al cual hoy se benefician 2500 familias.¹⁷

El incentivo dado a las energías renovables a través de la Regulación 004/11 ha determinado que tres proyectos solares fotovoltaicos, con potencia cercana a 1

¹⁷ www.centrosur.com.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

MW cada uno, se encuentren en construcción en las zonas de Malchinguí, Paragachi y Escobar. Así mismo, cinco proyectos de generación solar fotovoltaica y termoeléctrica han presentado su solicitud ante la Dirección de Concesiones del CONELEC (Milenio Solar I y II, Solarconnection, Shyri I y Condorsolar) por una potencia total de 150 MW.¹⁸

1.5.3 Energía Hidroeléctrica

Las especiales condiciones geomorfológicas del Ecuador, debidas a la presencia de la cordillera de Los Andes que divide al territorio continental en dos redes fluviales que desembocan una hacia el Océano Pacífico y otra hacia la llanura Amazónica, establecen un alto potencial hidroeléctrico que debe ser desarrollado de forma coordinada en función de la complementariedad hidrológica que presentan dichas vertientes hidrológicas.

Central Hidroeléctrica	Potencia Instalada(MW)
Paute-Molino	1100
Mazar	160
Agoyan	156
Marcel Laniado	213
Pucara	73
San Francisco	230
Saucay	24
Saymirin	14,42
Ocaña	26
Otras	222,58
Total	2219

Tabla 1-4.Principales centrales hidroeléctricas en el Ecuador¹⁹

¹⁸ Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, 2012-2021

¹⁹ Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, 2012-2021



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

El desarrollo de la hidroelectricidad en el Ecuador ha tenido una gran importancia y actualmente el país cuenta con una potencia hidráulica instalada (embalse y pasada) de 2 219 MW, lo que significa alrededor del 43% de la potencia eléctrica total instalada. (Tabla 1,4)

El Ecuador posee 11 sistemas hidrográficos de gran interés (de los 31 existentes), con un potencial teórico de 73 390 MW. A continuación, luego de estudios de factibilidad económica, se estimó una potencia aprovechable de 21520 MW, 90% en la vertiente Amazónica y 10% en la vertiente del Pacífico. El mayor potencial se establece entre las cotas 300 y 1200 msnm, distribuyéndose dicho potencial entre los 11 sistemas de mayor interés tal como se indica la siguiente Tabla 1.2.²⁰

Cuencas Hidrográficas	Pot. Tec. Aprovechable MW	Pot. Econ. Aprovechable MW
VERTIENTE DEL PACÍFICO		
Mira	488,50	-
Esmeraldas	1 878,50	1 194,00
Guayas	310,70	-
Cañar	112,20	-
Jubones	687,70	590,00
Puyango	298,70	229,00
Catamayo	459,60	
SUBTOTAL 1	4 235,90	2 013,00
VERTIENTE DEL AMAZONAS		
Napo-Coca	6 355,00	4 640,00
Napo-Napo	5 929,50	3 839,00
Pastaza	1 434,00	1 121,00
Santiago-Namangoza	5 810,60	4 006,00
Santiago-Zamora	5 857,60	5 401,00
Mayo	859,00	500,00
SUBTOTAL 2	26 245,70	19 507,00
TOTAL	30 481,60	21 520,00

Tabla 1-5 Cuencas Hidrográficas de mayor interés

²⁰ Plan Maestro de Electrificación, CONELEC, 2012-2021



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

1.6 REGULACIONES VIGENTES PARA LA PROMOCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

1.6.1 Regulación No. CONELEC 004/11 “Tratamiento para la Energía producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales”²¹

En esta regulación se definen los lineamientos a seguir en lo que respecta a los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales. Las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada. Anexo 1.1

1.6.2 Regulación No. CONELEC 009/08 “Registro de Generadores Menores a 1 MW”²²

El objetivo de esta Regulación es determinar el procedimiento al que deben ajustarse los interesados en ejecutar proyectos de generación, y aquellas centrales que se encuentren operativas, que sean menores a 1 MW de capacidad nominal instalada y que su operación no esté destinada para condiciones de emergencia, para cumplir con el Registro respectivo y su posterior funcionamiento en el sistema. Anexo 1.2

²¹ Cabe recalcar que esta regulación ha sido reemplazada por la regulación 001/13, la cual entro en vigencia el día 21 de junio de 2013 (ver anexo 1.4).

²² Esta regulación ha sido sustituida por la regulación 002/13, la misma que entro vigencia el día 21 de junio de 2013.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

1.6.3 Regulación No. CONELEC 005/10 “Títulos Habilitantes para la participación de las empresas públicas en el sector Eléctrico”

La presente Regulación establece los requisitos y procedimientos para que las empresas públicas obtengan del Órgano Público competente, en este caso el CONELEC, los Títulos Habilitantes para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de electricidad; para operar centrales de generación que se encuentran en producción, o, prestar el servicio público de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Anexo 1.3



CAPITULO II

CAPITULO SEGUNDO

2 EVALUACIÓN DEL RECURSO

La correcta estimación de los recursos energéticos es fundamentalmente importante para el desarrollo de este estudio. En el caso de la hidroenergía, los recursos naturales o la climatología son muy variables debido a la influencia de regímenes pluviales, de la localización, vegetación, temperatura, de la estación anual e incluso el tipo de año en el cual se realice los aforos, por ello su predicción de caudal suele ser complicada y por ende, se han de tomar un gran número de muestras para poder aproximar la cantidad de energía primaria que posteriormente puede ser convertida en electricidad. En el caso de la predicción solar, es menos arduo, ya que la radiación solar depende de las coordenadas y de la altura de la instalación, sin embargo se tiene problemas con la presencia de nubes y el limitado número de horas solares. Lo cual conlleva, a la utilización de técnicas estadísticas, como el registro de datos de caudal, precipitación, radiación solar, etc. El registro de datos estadísticos, se realiza de 25 años, y como mínimo de diez años para obtener una evaluación aproximada.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

2.1 RECURSO HIDRÁULICO

La superficie terrestre está cubierta en un 71% de agua. La energía hidroeléctrica proviene indirectamente de la energía del sol, responsable del ciclo hidrológico natural. La radiación que procede de las fusiones nucleares que se producen en el sol calienta la superficie terrestre, ríos, lagos y océanos, provocando la evaporación del agua. El aire caliente transporta el agua evaporada en forma de nubes y niebla a distintos puntos del planeta, donde cae nuevamente en forma de lluvia y nieve. Una parte de la energía solar permanece almacenada en el agua de los ríos, los lagos y los glaciares²³.

La capacidad de generación de energía mediante el empleo de agua está determinada por el salto o caída (energía potencial) que se pueda obtener y del caudal disponible. El salto depende de la topología del terreno, y el caudal de las características del río o arroyo que se va a utilizar el cual es variable a lo largo del tiempo. Las centrales de aprovechamiento de energía hidráulica pueden definirse como instalaciones mediante las cuales se obtiene la energía potencial y cinética contenida en una masa de agua a una cierta altura, la cual se desvía por medio de canales y tuberías, convirtiéndola en energía mecánica mediante el uso de turbinas, y finalmente energía eléctrica mediante los generadores.

2.1.1 Evaluación del recurso hidráulico

El estudio de un aprovechamiento hidroenergético constituye un proceso complejo e iterativo, durante el cual, se comparan desde una óptica económica, pero sin perder de vista su impacto ambiental, los diferentes esquemas tecnológicos posibles, para terminar escogiendo el que más ventajas ofrece. Las posibles soluciones tecnológicas vienen condicionadas además de por los factores ya mencionados, por la topografía del terreno y por la sensibilidad ambiental de la zona. Así pues, aunque es difícil elaborar una guía metodológica para la evaluación de un aprovechamiento, sí se pueden indicar los pasos fundamentales que hay que seguir, antes de proceder o no a un estudio detallado de factibilidad.

²³ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006

- *Identificación topográfica del lugar, incluido el salto bruto disponible*
- *Evaluación de los recursos hidráulicos, para calcular la producción de energía*
- *Definición del aprovechamiento y evaluación preliminar de su costo*
- *Turbinas hidráulicas, generadores eléctricos y sus equipos de control*
- *Evaluación del impacto ambiental y estudio de las medidas correctoras*
- *Estudio económico del aprovechamiento y vías de financiación y*
- *Conocimiento de los requisitos institucionales y de los procedimientos administrativos para su autorización*

En la figura 2.1 el agua, al fluir desde el punto A al punto B, y sea cual sea su recorrido intermedio (el propio curso de agua, un canal o una tubería forzada) pierde energía potencial.

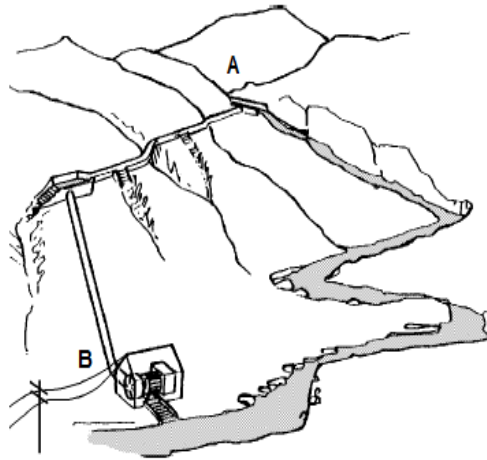


Figura 2.1 Esquema de un pequeño aprovechamiento hidráulico²⁴

El agua, en su caída, puede seguir el cauce del río, en cuyo caso el potencial se disipará en fricción y turbulencia, lo que se traducirá en una elevación marginal de la temperatura del agua. O puede circular de A hasta B por una tubería en cuya extremidad inferior está instalada una turbina. En este caso la potencia se utiliza principalmente para accionar la turbina (generando energía eléctrica) aunque una

²⁴ A Guide To UK Mini-Hydro Developments, BHA,2005



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

pequeña parte se disipa en vencer la fricción para poder circular por las conducciones.

Para valorar el recurso hídrico hay que conocer cómo evoluciona el caudal a lo largo del año (un solo valor instantáneo del caudal no es significativo) y cuál es el salto bruto de que se dispone. En el mejor de los casos, las autoridades hidrológicas habrán instalado, en el tramo de río en el que piensa emplazarse el aprovechamiento, una estación de aforos con lo que podrá disponerse de una serie temporal de caudales, que será tanto más válida cuanto más larga sea su historia.

No es fácil sin embargo que, dado el tamaño de los ríos sobre los que se construyen estos aprovechamientos, puedan encontrarse registros de caudales para el tramo en cuestión. Si no existen habrá que acudir a la hidrología, que nos permitirá conocerlos con suficiente aproximación, bien sea por medición directa o indirecta, o por cálculo a partir de los factores climáticos y fisiográficos de la cuenca de captación.

El primer paso a dar será el de averiguar si existen series temporales de caudales para el tramo de río en estudio, para otros tramos del mismo río o para ríos semejantes de la zona, (con las que poder reconstruir el régimen de caudales) y en último término habrá que obtener los factores climáticos para calcularlo.²⁵

2.1.2 Aprovechamientos en función del tipo de central

2.1.2.1 Aprovechamientos de agua fluyente

Son aquellos aprovechamientos que no disponen de embalse regulador, de modo que la central trabaja mientras el caudal que circula por el cauce del río es superior al mínimo técnico de las turbinas instaladas, y deja de funcionar cuando desciende por debajo de ese valor. Dentro de este concepto, y dependiendo de la topografía del terreno, pueden diferenciarse varias soluciones:

²⁵ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

Los aprovechamientos de media y alta caída en ríos de fuerte pendiente, utilizan un azud o presa, generalmente de baja altura, que remansa el agua elevando su cota para desviarla hacia una estructura de toma. Desde esta, una tubería a presión conduce el agua directamente a la central. Las tuberías a presión son relativamente caras por lo que esta solución muchas veces tiene un coste elevado. La alternativa (Figura 2.2) es llevar el agua por un canal de poca pendiente, que discurre paralelo al río, hasta la cámara de carga, desde la que una tubería forzada la conduce a presión a la casa de máquinas. Si las características topográficas o morfológicas del terreno no son favorables, el canal puede no ser la solución óptima. En estos casos, una tubería de baja presión, con una pendiente superior a la del canal, puede resultar más económica. A la salida de las turbinas el agua se restituye al cauce mediante un canal de desagüe

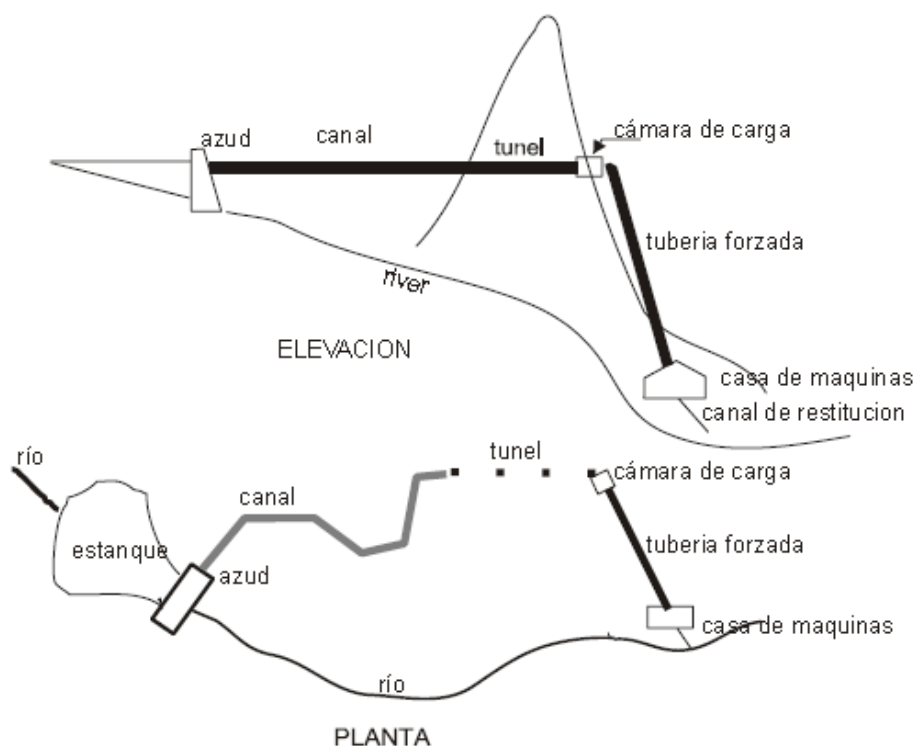


Figura 2.2 Esquema de un aprovechamiento de montaña²⁶

En ocasiones la presa de derivación se dimensiona para crear un pequeño embalse con capacidad para poder turbinar solo en horas punta, en las que el

²⁶ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

precio pagado por el KWh. es más favorable. En otras, la cámara de presión puede convertirse en un pequeño depósito regulador, aprovechando las posibilidades que ofrecen hoy los geotextiles.

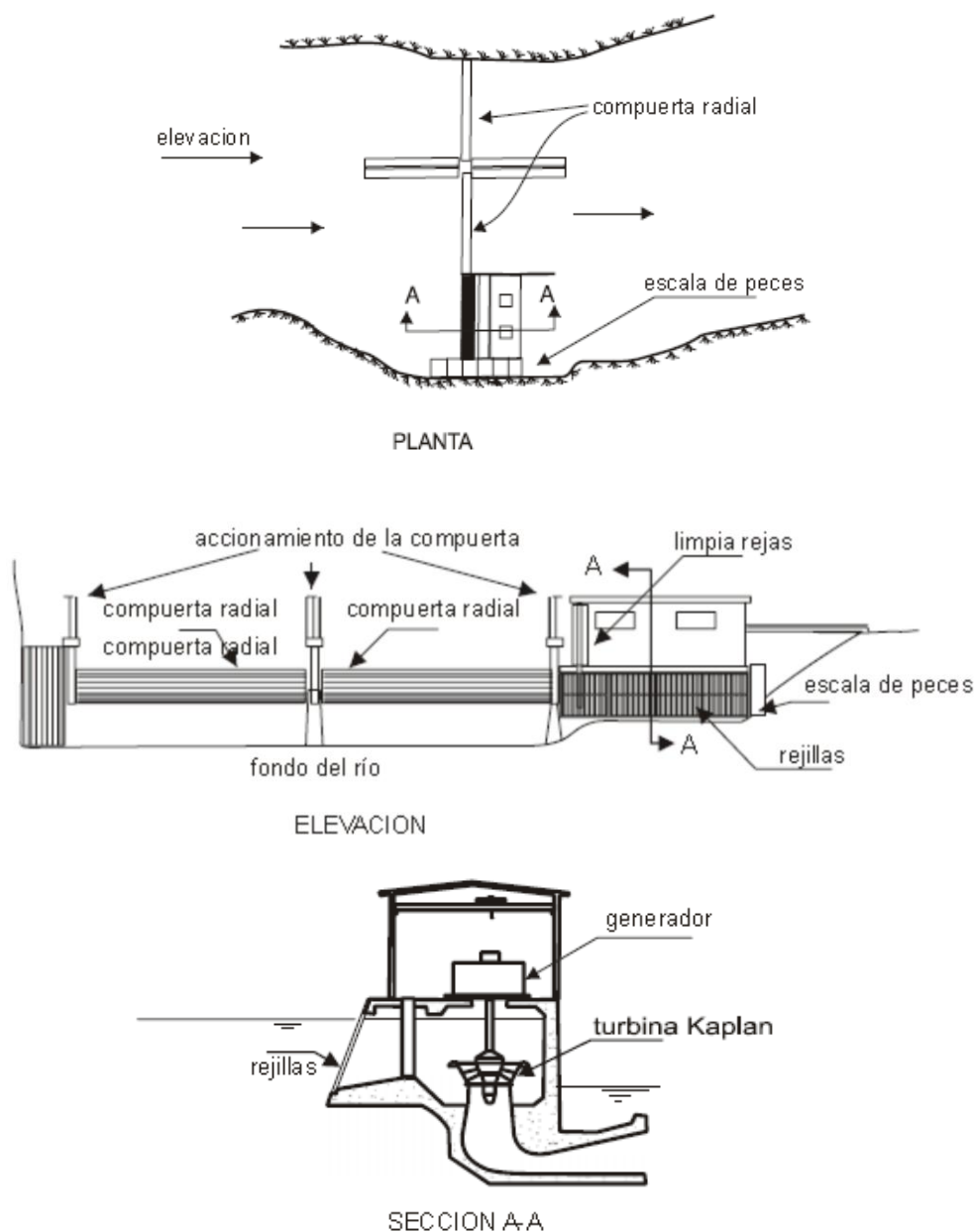


Figura 2.3 Esquemas de un aprovechamiento de baja altura²⁷

²⁷ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

Los aprovechamientos de baja altura son esquemas típicos de valle, que admiten dos soluciones:

- No existiendo topográficamente altura de salto, este se constituye mediante una presa, generalmente provista de aliviaderos de compuerta radial. En este tipo de centrales, la presa con sus compuertas radiales, la toma de agua y la casa de máquinas propiamente dicha, con su escala de peces adosada, forman una estructura única (figura 2.3).
- Si en el curso del río existe una caída, el agua se deriva a un canal, similar al de los aprovechamientos de montaña, que conduce el agua a una cámara de carga de la que sale una tubería forzada corta (Fig. 2.4) que alimenta la turbina.

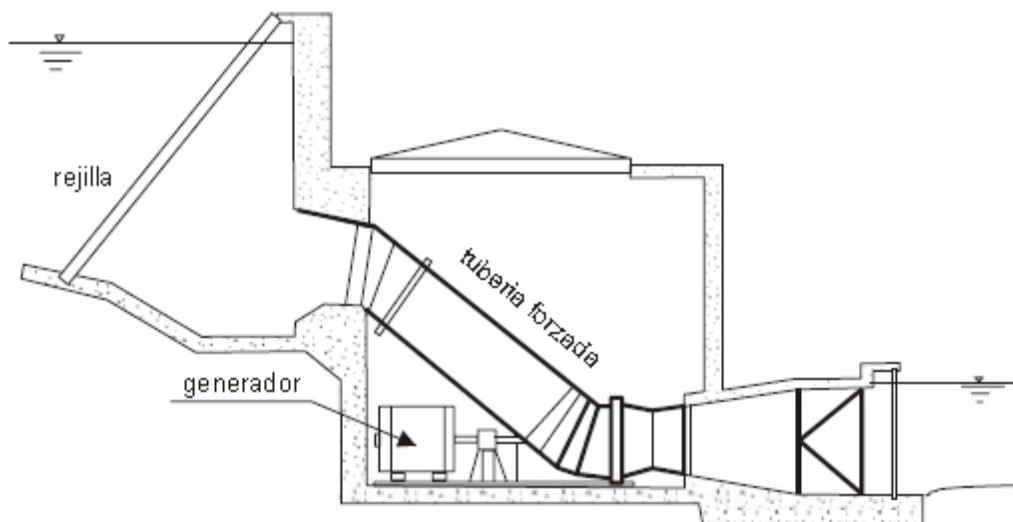


Figura 2.4 Esquema de aprovechamiento con tubería forzada corta.²⁸

²⁸ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

2.1.2.2 Centrales a pie de presa con regulación propia

Un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico no puede permitirse la construcción de un gran embalse, dado el elevado coste de la presa y sus instalaciones anexas. No obstante, sí existen embalses contruidos para otros usos (regulación de caudal, protección contra avenidas, riegos, alimentación de agua potable, etc.) se puede generar electricidad con los caudales excedentes, o con los desembalses para riegos y abducción de agua, e incluso con el caudal ecológico que está obligado a mantener el embalse.

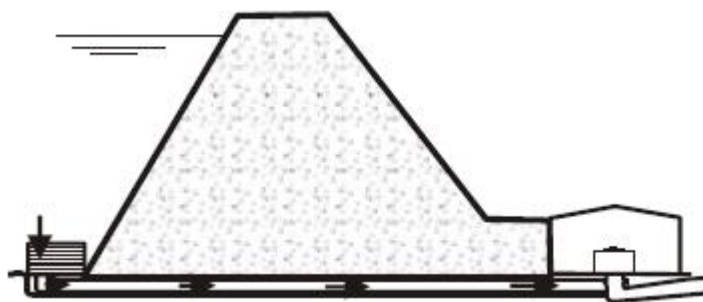


Figura 2.5 Central a pie de presa²⁹

En este caso es necesario comunicar el nivel de aguas arriba con el de aguas abajo, mediante una estructura hidráulica en la que se inserte la turbina. Si la presa tiene una salida de fondo (figura 2.5) la solución es obvia. Si no existiera ninguna toma de agua prevista podría utilizarse una toma por sifón (figura 2.6), solución muy elegante que no exige realizar obras de fábrica en la presa y el conjunto puede ser transportado a obra, completamente pre-montado. La solución es adecuada para presas de hasta 10 m de altura y turbinas de no más de 1 MW, aunque exista un ejemplo en Suecia, de una toma de sifón en una central de 11 MW, y varias tomas de sifón con alturas de hasta 30 m en los Estados Unidos.

²⁹ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

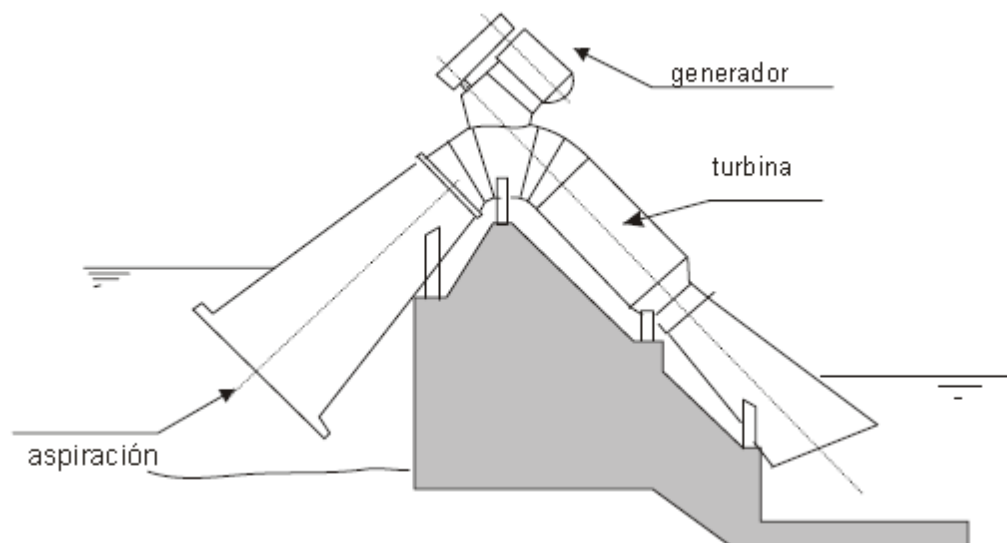


Figura 2.6 Toma por sifón³⁰

2.1.2.3 Centrales en canal de riego o tubería de abastecimiento de agua

Existe también la posibilidad de insertar una central hidroeléctrica, para generar electricidad, en una red de agua, existente o en proyecto. En una primera aproximación se contemplan las redes de distribución de agua potable, los canales de irrigación y, eventualmente, de navegación, y las estaciones de tratamiento de aguas residuales. Estos aprovechamientos tienen la ventaja de que muchas de las estructuras ya existen, lo que disminuye el coste de la inversión; el impacto ambiental suplementario es prácticamente nulo, y las gestiones burocráticas para la obtención de permisos se simplifican. Figura 2.7

³⁰ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

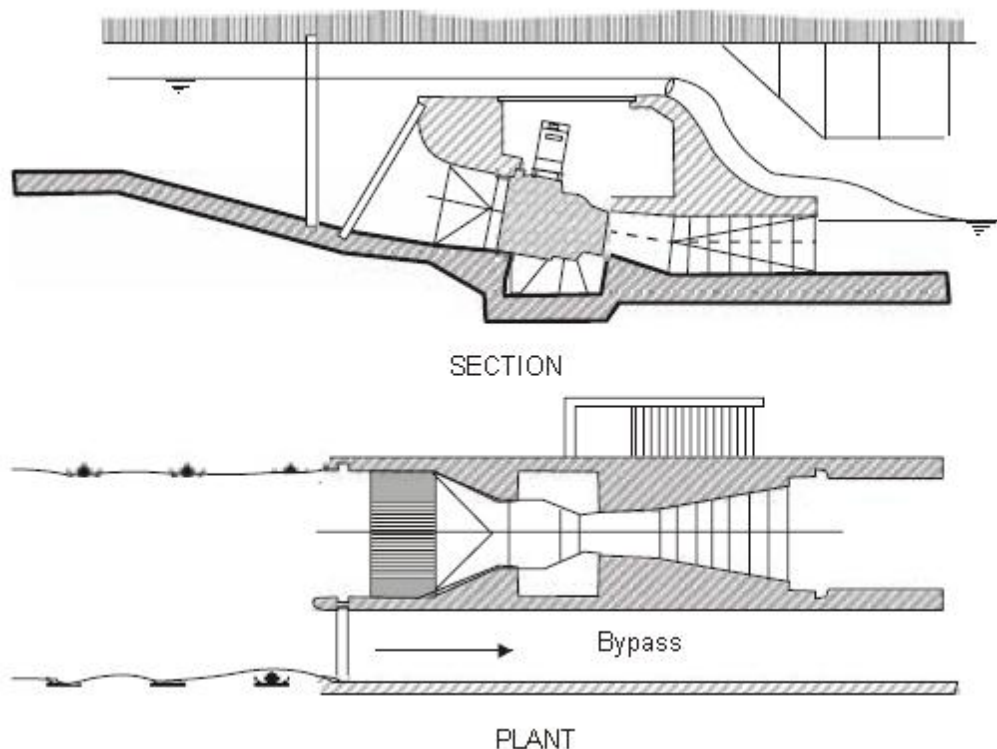


Figura 2.7 Central en canal de riego³¹

2.1.2.4 Centrales ubicadas en plantas de tratamiento de aguas residuales

Dependiendo de la topología de la estación de tratamiento de aguas residuales, la central puede ser ubicada aguas arriba o aguas abajo de la estación. En el primer caso, será necesario hacer pasar las aguas grises a través de un sistema de rejillas y una instalación de decantación para eliminar los sólidos; en el segundo se trata de una instalación prácticamente convencional.

Es indudable que la turbina que trabaja con agua bruta está sujeta a un desgaste y una corrosión muy superior a la que trabaja con agua ya tratada. Pero incluso las alimentadas con aguas grises soportan perfectamente el trabajo.³²

³¹ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

³² Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

2.1.3 Clasificación según altura

De acuerdo con la altura de salto los aprovechamientos pueden clasificarse en:

- *De alta presión: salto de más de 200 m*
- *De media presión: salto entre 20 y 200 m*
- *De baja presión: salto inferior a 20 m³³*

Además de esta clasificación, se debe destacar para este caso la clasificación según potencias. Existen cuatro grupos, graduados de menor a mayor potencia instalada:

Rango de Potencia (KW)		Salto (m)		
		Bajo	Medio	Elevado
Micro Centrales Hidroeléctricas	Hasta 50	Menos de 15	15 - 50	Más de 50
Mini Centrales Hidroeléctricas	50 - 500	Menos de 20	20 - 100	Más de 100
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	500 - 5000	Menos de 25	25 - 130	Más de 130

Tabla 2-1. Tipos de Centrales según rango de potencia.³⁴

Además se han de considerar las pérdidas por rendimiento de la instalación. Estos parámetros definirán los costes, beneficios y viabilidad, así como el tipo de tecnología a emplear.

³³ José Ramírez Vázquez, Centrales Eléctricas, 1974

³⁴ Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Latinoamérica y el Caribe. Expertos, 1979.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

2.1.4 Caudal

La cantidad de agua que fluye en un río varía a lo largo de un año. Esta variación del caudal obedece a múltiples factores entre los que destacan: el área de la cuenca, las condiciones climatológicas existentes, la topografía del terreno y las características geológicas de la cuenca.

Las mediciones ocasionales de caudal son referencias importantes que deben tomarse en cuenta, pero por sí solas no son suficientes para informarnos si el año será muy seco o muy lluvioso, o a que niveles de caudal puede bajar el río en épocas de estiaje y hasta que niveles podría subir en tiempos de crecidas.

Un estudio hidrológico de la cuenca podría contestar estas preguntas y muchas otras, pero debido a que la hidrología no es una ciencia exacta, por lo general la respuestas se dan en forma probabilística de ocurrencia.³⁵

Un manejo de agua incontrolada, aunque se devuelva al cauce una vez pasada por la turbina, hará que el tramo quede prácticamente seco, con serio peligro para la supervivencia del ecosistema acuático. Para evitarlo, la autorización para utilizar el agua va siempre acompañada de la obligación de mantener un cierto caudal reservado en el tramo de río comprendido entre la toma y la restitución. Este caudal es conocido, según países o regiones con múltiples nombres ("caudal ecológico", "caudal reservado", "caudal de compensación" etc.). La evaluación de este caudal, siempre en manos de las autoridades nacionales, está siendo objeto de continuos estudios, pues por una parte debe ser lo suficientemente importante como para garantizar la supervivencia del ecosistema acuático, y por otra no debe penalizar excesivamente la producción de electricidad, hasta hacerla no económica.³⁶

En el estudio, al no tener un registro de caudal ecológico de parte de las autoridades competentes para el río Miguir, se ha considerado un caudal ecológico del 10% del caudal medio.

³⁵ Manual de mini y microcentrales hidráulicas, ITDG-PERÚ, 1996

³⁶ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Generalmente, se considera los siguientes caudales:

- ✓ Caudal del río (Q_r)
- ✓ Caudal de diseño (Q_d)
- ✓ Caudal ecológico (Q_{eco})
- ✓ Caudal disponible (Q_{dis})
- ✓ Caudal mínimo (Q_{min})
- ✓ Caudal nominal (Q_n)
- ✓ Caudal máximo (Q_{max})

El caudal disponible (Q_{dis}) está definido como la diferencia entre el caudal total del río y el caudal ecológico. Además, es éste el que se considera en los cálculos, así como en este proyecto.

El caudal mínimo (Q_{min}) indica el caudal mínimo a partir del cual la turbina no puede trabajar de forma efectiva y se para. Este caudal depende de cada tipo de turbina.

El caudal nominal (Q_n) es el caudal de diseño de la instalación y para valores mayores de caudal la turbina no es capaz de admitirlo y lo vierte directamente al río, de modo que su selección es muy importante para conseguir el máximo rendimiento de la instalación, así como una buena relación coste-rendimiento o beneficio. En el caso de utilizar más de una turbina, se puede conseguir un mayor rendimiento ya que se puede trabajar con diferentes rangos de caudales. Por otro lado, el caudal máximo (Q_{max}) es el valor más elevado registrado; generalmente, no es rentable que sea igual al caudal nominal.

2.1.5 Mediciones del caudal

El registro del caudal de un río se realiza en una estación de aforo, en donde se registran los valores mínimos, medios y máximos diarios para varios años, y se elabora una serie de registros temporales.

Si no existen series temporales para el tramo de río en estudio, y se dispone de tiempo para ello, se pueden medir los caudales a lo largo de un año como mínimo

ya que una serie de medidas instantáneas no tienen ningún valor. Para ello puede hacerse uso de diversas opciones.

2.1.5.1 Medición del área y la velocidad

Un método convencional empleado en ríos grandes y medianos consiste en medir la sección transversal del río, en un punto dado, y la velocidad media de la corriente de agua que la atraviesa. Para ello hay que contar, aguas abajo de un tramo recto de razonable longitud, en lo que se conoce como .sección de control, donde se pueda establecer, de una manera fiable, una relación entre alturas de lámina de agua y caudales. La figura 2.8 muestra esquemáticamente una estación de aforos, construida bajo este concepto. Al variar el caudal, varía la altura de la lámina de agua; en la estación, se registra periódicamente la altura. Estas lecturas se traducen a caudales mediante la curva de gasto de la estación, que correlaciona el nivel de la lámina de agua con el caudal correspondiente.

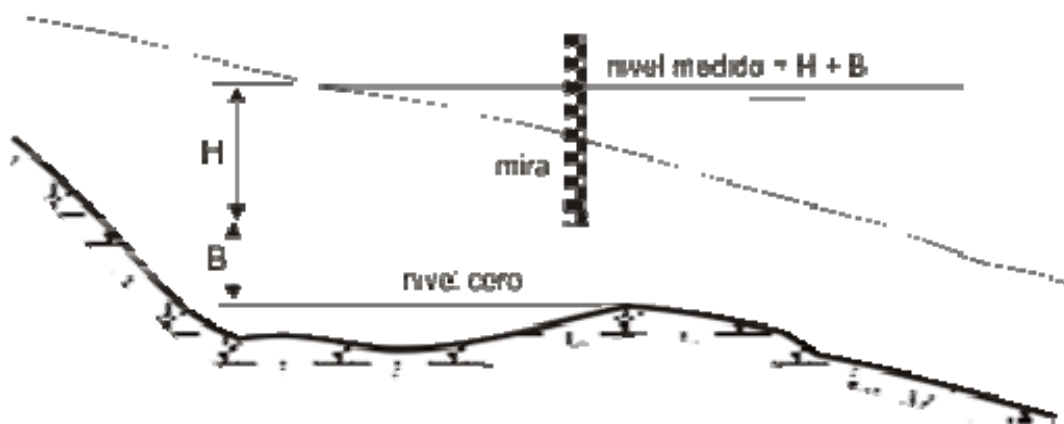


Figura 2.8 Medida del nivel de agua en estación de aforo³⁷

Para calcular el área de la sección transversal, se recomienda descomponerla en una serie de trapecios. Como la velocidad varía horizontalmente y verticalmente, es necesario medir la velocidad en un determinado número de puntos para poder obtener la velocidad media.

³⁷ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

2.1.5.2 Aforo por dilución

Los métodos de dilución resultan particularmente idóneos para los pequeños arroyos de montaña, donde debido a la rapidez de la corriente y a la escasa profundidad del cauce no se puede utilizar con éxito un molinete. Para calcular el caudal se inyecta en el curso de agua una solución de un producto químico, de concentración conocida y aguas abajo, a una distancia suficiente para que el producto se haya mezclado completamente se recogen las muestras de agua. El producto puede inyectarse a un ritmo constante, durante un lapso de tiempo dado, o de golpe en una única dosis. En la práctica resulta más sencillo inyectar la solución en un golpe. Tomando muestras del agua a cortos intervalos y analizándolas, se construye una curva concentración-tiempo.

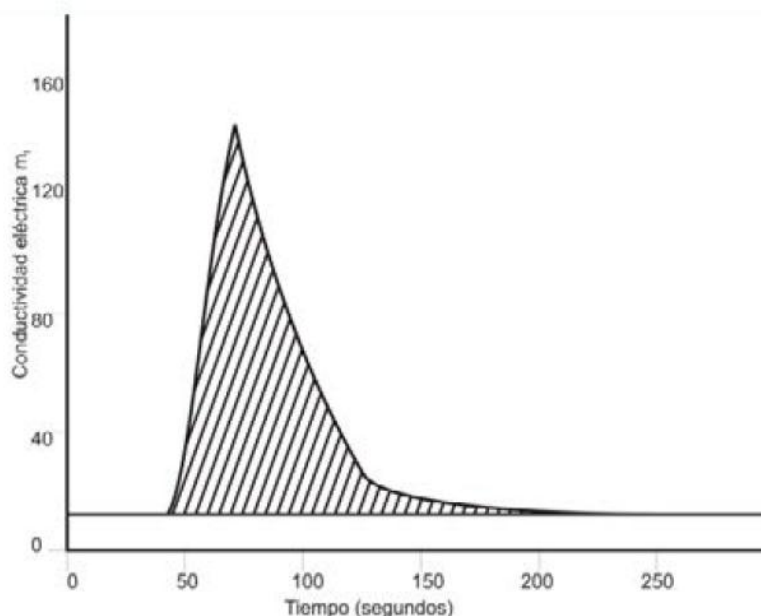


Figura 2.9 Diagrama de conductividad³⁸

Actualmente se trabaja con soluciones de cloruro sódico, cuya concentración aguas abajo se mide por la variación de la conductividad eléctrica del agua, ya que existe una relación lineal entre esta última y la concentración en sal. El equipo necesario para medir la conductividad en estos casos es poco costoso y se presta fácilmente a ser automatizado mediante la utilización de un “data logger”.

³⁸ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Utilizando la inyección instantánea, la sal se añade bien sea en forma de solución saturada o en seco sin disolver. Si se emplea una solución saturada hay que determinar previamente su conductividad.

2.1.5.3 Método del vertedero

Siempre que el curso de agua a desarrollar tenga un caudal razonablemente pequeño (digamos menos de 4 m³/s), resulta factible construir en su cauce un vertedero temporal. El vertedero es una pared dispuesta perpendicularmente a la corriente, con una entada de sección bien definida a través de la cual se puede hacer pasar el agua. Los vertederos se clasifican según la forma del corte: en V, rectangular y trapezoidal y según sea el espesor de la lámina en la que está recortada la entrada, pueden ser de cresta ancha o de cresta delgada.

2.1.5.4 Método de la acequia

En lugar de un vertedero se puede utilizar un canal de aforo: una acequia con un perfil tal que produce una aceleración de la corriente de agua. Esta aceleración puede originarse haciendo converger las paredes o levantando el fondo. Si solo se levanta el fondo, lo que se tiene es un vertedero de cresta ancha. La pérdida de carga (perdida de altura de la lámina de agua) es un veinticinco por ciento de la que se produce en un vertedero de cresta delgada, y en algunos tipos de acequia puede reducirse hasta el diez por ciento.

2.1.5.5 Medida por la pendiente de la lámina de agua

Este método, basado en la ecuación de Manning, se emplea para medir grandes caudales, con los que ninguno de los métodos anteriores se obtiene resultados fiables. Para utilizarlo hay que disponer de un tramo recto de 50 a 300 metros de longitud, con pendiente y sección uniformes. Para medir la pendiente de la lámina de agua se hincan en el cauce una serie de estacas; la sección transversal se mide levantando un plano de varias secciones del cauce y calculando la media de



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

sus áreas (A) y de sus radios hidráulicos (R). Con estos datos la fórmula de Manning da el valor de Q .

$$Q = \frac{A * R^{2/3} * S^{1/2}}{n} \quad Ec. 2.1$$

En donde el coeficiente n de Manning se determina por el tipo de cauce.³⁹

2.1.5.6 Método de las Áreas

El método de las Áreas sirve para obtener caudales sintéticos de una cuenca hidrográfica de la cual no se tiene ninguna información hidrológica registrada, esto siempre y cuando sean homogéneas en sus rendimientos.

$$\frac{Q_1}{A_1} = \left(\frac{Q_2}{A_2} \right)^n \quad Ec. 2.2$$

En donde:

Q_1 = Caudal medido en una estación pluviométrica

A_1 = Área de la cuenca

Q_2 = Caudal que se desea obtener

A_2 = Área de la cuenca en estudio

n = factor de aproximación⁴⁰

2.1.6 Hidrograma

Los resultados de una serie temporal de caudales, aforados durante algunos años, solo serán útiles si se organizan de alguna forma.

Una manera de ordenarlos es representarlos secuencialmente en lo que se denomina un hidrograma (que representa la variación de los caudales contra el tiempo) figura 2.10.

³⁹ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

⁴⁰ Estudio Hidrometeorológico de Panamá, ETESA, 2004

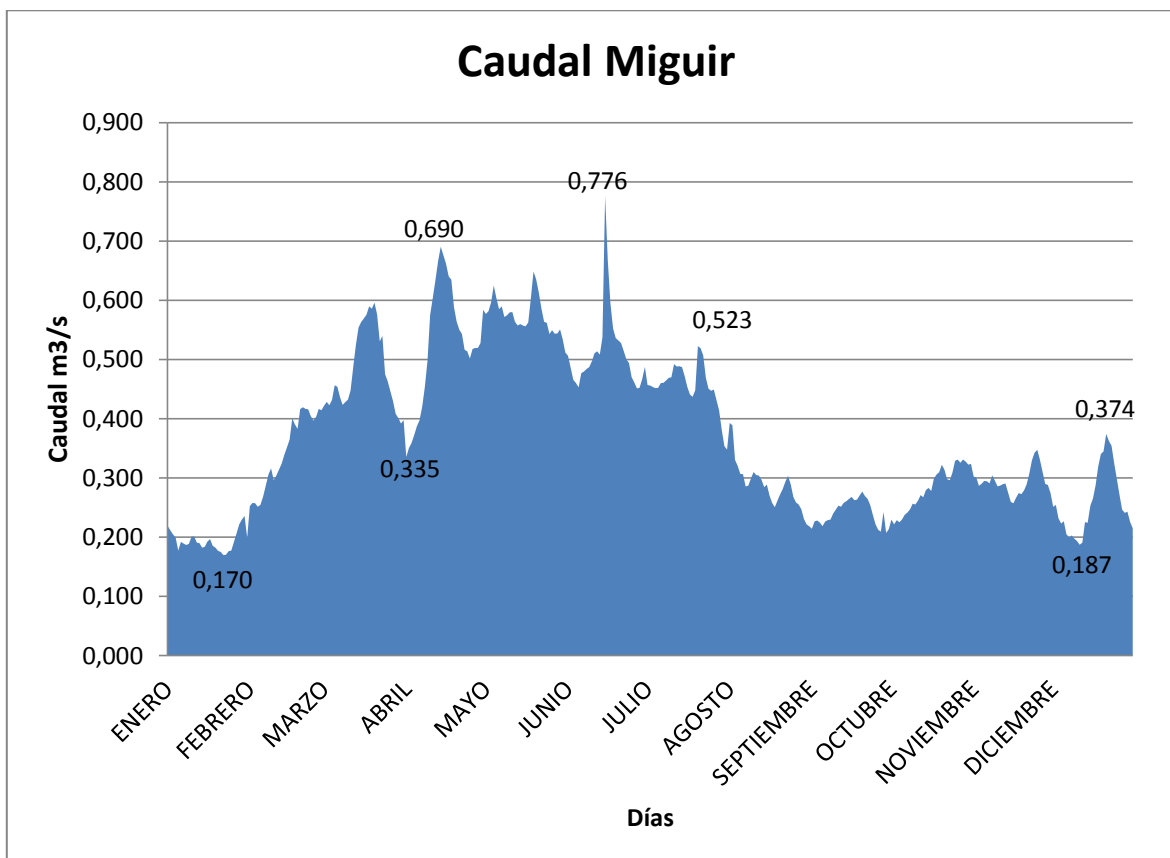


Figura 2.10 Hidrograma de un río. Elaboración propia

2.1.7 Curva de caudales clasificados

Otra representación estadística importante es la curva de caudales clasificados (CCC), en donde se pueden ordenar los datos por orden de magnitud en vez de por orden cronológico, indicando el número de días, o el porcentaje de tiempo, en el que se alcanzan o se superan determinados valores del caudal.

Esto nos sirve para valorar la regularidad de los caudales a lo largo de un año, así como para estimar el caudal nominal, la potencia a instalar y la energía eléctrica que se podría obtener. La desventaja de la citada curva es que incluye el caudal ecológico, de tal forma que para obtener una mejor aproximación se puede utilizar la curva de caudales disponibles (CCD) la cual no considera el caudal ecológico.

Cuando se quieren comparar las CCC de distintos ríos resulta útil dividir los valores de los caudales, primero por la superficie de la cuenca de captación y



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

luego por la intensidad media anual de precipitación. Estas curvas donde los caudales vienen dados en m^3/s , por unidad de superficie de cuenca de captación y por unidad de precipitación anual (típicamente $\text{m}^3/\text{s}/\text{km}^2/\text{m}$) se conocen como CCC estándar.

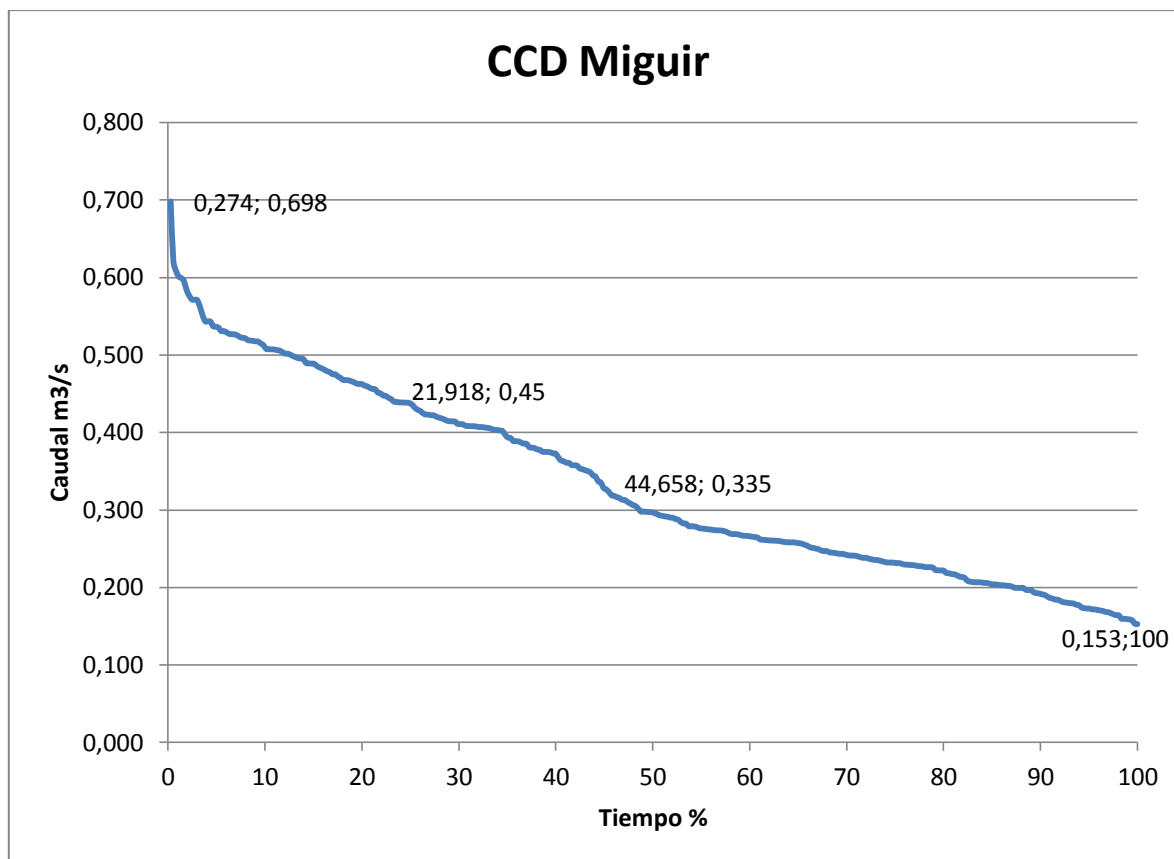


Figura 2.11 Curva de caudales disponibles, representa caudal versus porcentaje a lo largo del año. Elaboración propia

Una familia de curvas CCC regionales permite comprobar la influencia de la geología superficial de la cuenca de recepción, en la forma de la curva. Si las CCC de diferentes cuencas están estandarizadas en función del caudal medio, es posible utilizar ciertas estadísticas de bajo caudal, como por ejemplo la Q95 (caudal que se iguala o sobrepasa el 95% del año) para dibujar la curva de caudales clasificados. Esta característica se utiliza en algunos programas destinados a dibujar la CCC en cuencas no aforadas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Otra forma de presentar CCC estandarizadas es la de expresar Q en términos de Q/Q_m , siendo Q_m el caudal medio. La utilización de tal ordenada adimensional permite comparar en el mismo grafico ríos pequeños y grandes. Si se dispone de suficiente número de series temporales de ríos cercanos con cuencas de similar topografía y parecidas condiciones climáticas, es posible evaluar las curvas CCC en tramos de río no aforados. Así mismo si se conoce la CCC de un tramo del mismo río, se puede dibujar la CCC de otro tramo del mismo río, extrapolando la conocida en función de las áreas de las cuencas de recepción respectivas.⁴¹

2.1.8 Salto

El salto debe ser el máximo permitido por el terreno, teniendo en cuenta el impacto ambiental que puede causar y su viabilidad económica. Generalmente existen tres tipos de salto:

- Salto total (H)
- Salto bruto o salto disponible (H')
- Salto neto (H'')

En las centrales hidráulicas no se aprovecha toda la altura de salto; existen pérdidas de altura por diversas causas, de lo que resulta que, en todos los casos, la altura disponible no corresponde a la altura total. El salto total es la diferencia de las cotas máxima y mínima del salto correspondiente, respectivamente, al sitio donde se inicia el salto y al sitio donde se realiza el desagüe; el salto bruto o salto disponible es la diferencia de niveles de agua entre la cámara de presión y el final del tubo de aspiración; el salto neto es el efectivamente utilizado por las turbinas.⁴²

Es necesario estimar las pérdidas por fricción en la tubería forzada y las originadas por turbulencias en las rejillas, codos, válvulas etc. Estas pérdidas se miden por caídas de presión y se pueden considerar entre un 5% y un 10% del salto bruto. En algunos tipos de turbina hay que tener en cuenta además que la

⁴¹ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006

⁴² José Ramírez Vázquez, Centrales Eléctricas, 1974

descarga tiene lugar a una altura superior a la de la lámina de agua en el canal de restitución.

El salto neto es el resultado de restar al salto bruto todas esas pérdidas; ya que se entiende como la máxima energía que se puede transformar en trabajo en el eje de la turbina.

En resumen las pérdidas se tienen las siguientes, figura 2.12:

h_1 = pérdidas debido al remanso

h_2 = pérdidas en el canal de derivación

h_3 = pérdidas en la cámara de presión

h_4 = pérdidas en la tubería de presión

h_5 = pérdidas en la turbina

h_6 = pérdidas en el tubo de aspiración

h_7 = pérdidas en el canal de desagüe

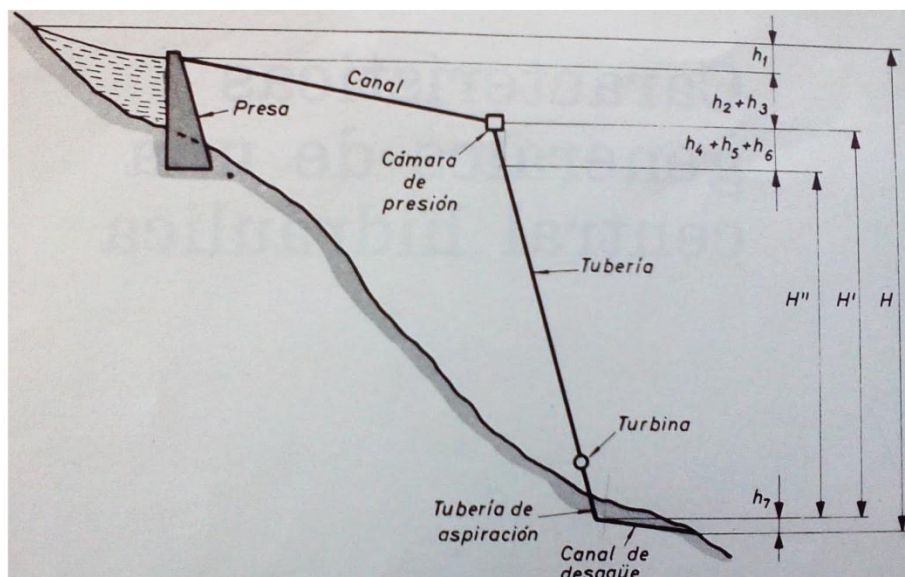


Figura 2.12 Representación esquemática de la altura de salto aprovechable.⁴³

La potencia de un salto de agua podemos considerarla bajo dos aspectos:

- Es el trabajo realizado durante un segundo por una masa de agua o caudal que pasa de una posición superior a otra posición inferior.

⁴³ José Ramírez Vázquez, Centrales Eléctricas, 1974



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

- Es la energía correspondiente a la misma unidad de tiempo, de la velocidad que el agua puede adquirir en la turbinas como consecuencia de la presión a que está sometida en ellas.

Si llamamos Q al caudal en metros cúbicos por segundo de un salto de agua y H' al salto bruto o salto disponible, la potencia teórica del salto de agua, vendrá expresada por:

$$P_T = 1000 * Q * H' \quad \frac{\text{kilogrametros}}{\text{segundo}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

La cual se deduce al recordar que la energía potencial de una masa de q litros de agua a h metros de altura está expresada por:

$$e = q * h \quad \text{kilogrametros} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Si expresamos la masa o caudal Q en metros cúbicos, esta energía se tiene

$$e = 1000 * q * h \quad \text{kilogrametros} \quad \text{Ec. 1.5}$$

Aplicando a nuestro caso y al notar que la potencia no es más que el trabajo por segundo, tenemos finalmente

$$P_T = 1000 * Q * H' \quad \frac{\text{kilogrametros}}{\text{segundo}} \quad \text{Ec. 2.6}$$

Y, si expresamos la potencia en CV

$$P_T = \frac{1000 * Q * H'}{75} \quad \text{CV} \quad \text{Ec. 2.7}^{44}$$

2.1.9 Medición del salto disponible

Para la medición de la altura del salto existen varios métodos como puede ser el método de la escala y del nivel. Actualmente se emplean teodolitos electrónicos digitales que, en cuatro segundos, dan la altura de salto con una exactitud de $\pm 0,4$ mm. Y cuya memoria interna permite almacenar más de 2 400 mediciones. Por otra parte, la topografía con GPS ha avanzado en precisión y constituye, sin duda, el método más rápido para levantar todos los planos necesarios para un anteproyecto.⁴⁵

⁴⁴ José Ramírez Vázquez, Centrales Eléctricas, 1974

⁴⁵ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

2.1.10 Potencia y Energía Eléctrica

Es de gran interés conocer las relaciones entre caudal, altura de salto, potencia, velocidad y rendimiento, con objeto de conocer en cada caso, cual es el tipo más adecuado de turbina y, también el porqué de la elección de un tipo determinado de turbina para un aprovechamiento hidroeléctrico dado.

Una masa de agua de peso P kilogramos, al caer desde una altura h metros, produce un trabajo de $P * h$ kilográmetros que, estimado en caballos de vapor [CV], equivale:

$$P_T = \frac{Q * h}{75} \quad CV \quad Ec. 2.8$$

Q = caudal en litros por segundo

h = altura del salto en metros

Muchas veces, el caudal se expresa en metros cúbicos por segundo, por lo tanto:

$$P_T = \frac{1000 * Q * h}{75} \quad CV \quad Ec. 2.9$$

Q = caudal en m^3/seg .

Esta energía no es toda útil porque existen pérdidas de la misma que se traduce en eficiencia que tiene que ser lo más cercano a la unidad.

Por lo tanto, la potencia útil se obtendrá multiplicando la potencia teórica por un coeficiente η , menor que la unidad, el cual se denomina rendimiento de la turbina.

Se tiene entonces que la potencia útil en el eje de la turbina será:

$$P_G = \frac{1000 * Q * h}{75} * n_T \quad CV \quad Ec. 2.10$$

$$P_G = 13,33 * Q * h * n_T \quad CV \quad Ec. 2.11$$

$$P_G = 9,8 * Q * h * n_T \quad kW \quad Ec. 2.12$$

Si llamamos n_G al rendimiento del generador eléctrico, la potencia útil disponible en el generador será:

$$P = 13,33 * Q * h * n_T * n_G \quad CV \quad Ec. 2.13$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

O bien, expresada en KW

$$P = 9,8 * Q * h * n_T * n_G \quad KW \quad Ec. 2.14$$

Generalmente se supone un rendimiento global

$$n = n_T n_G \cong 0,75 \quad Ec. 2.15$$

Y, por lo tanto, la potencia útil aproximada disponible en el generador es

$$P \approx 10 * Q * h \quad CV \quad Ec. 2.16$$

$$P \approx 7,5 * Q * h \quad kW \quad Ec. 2.17^{46}$$

Para el cálculo previo de la potencia de la turbina o del generador a ella acoplada se utilizan estas dos últimas fórmulas, que son bastante aproximadas dentro de los límites prácticos de rendimientos de turbinas y generadores.

2.2 RECURSO SOLAR

El sol suministra energía en forma de radiación, sin el cual la vida sobre la Tierra no podría existir. La energía es generada en el núcleo del sol a través de la fusión de átomos de hidrogeno con átomos de helio.

Debido a que el sol esta tan lejos de la Tierra, solo una proporción muy pequeña, alrededor de 2 millonésimas de la radiación del sol, recibe la superficie de la Tierra. Esto equivale a una cantidad de energía de 1×10^{18} KWh/año. En la siguiente figura se hace una comparación de la energía del Sol con la energía anual que se consume en todo el mundo.

⁴⁶ José Ramírez Vázquez, Centrales Eléctricas, 1974

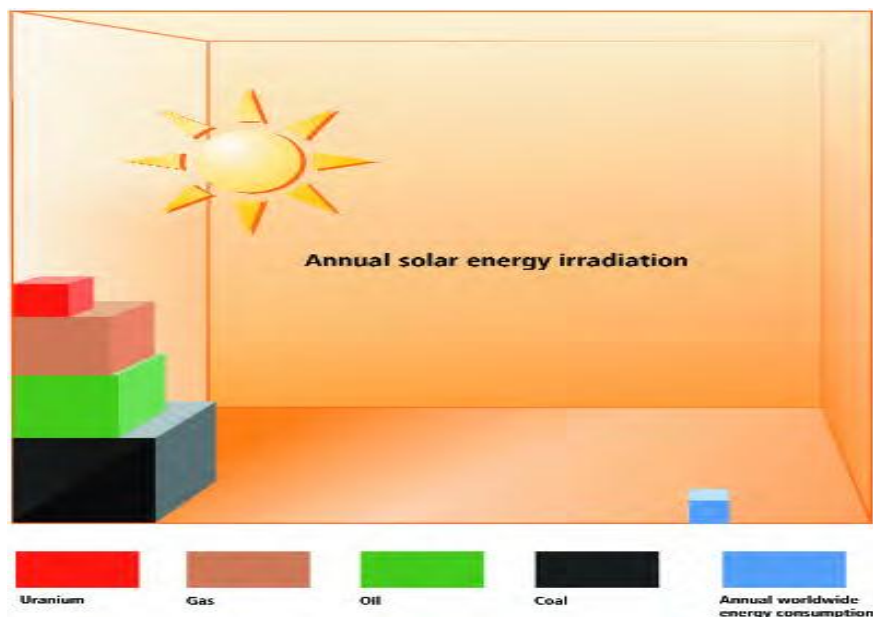


Figura 2.13 Contenido energético anual de radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en comparación con el consumo de energía y fósiles y recursos de energía nuclear de todo el mundo⁴⁷.

La cantidad de energía en la luz solar que alcanza la superficie terrestre es equivalente a alrededor de 10.000 veces la demanda mundial de energía. En consecuencia, sólo el 0,01 por ciento de la energía de la luz solar se puede aprovechar para cubrir la demanda energética total de la humanidad.

2.2.1 Distribución de la Energía Solar

La intensidad de la radiación solar fuera de la atmósfera de la Tierra depende de la distancia entre el Sol y ésta. En el curso de un año esto varía entre $1,47 \times 10^8$ km y $1,52 \times 10^8$ km. Como resultado, la irradiancia E_0 fluctúa entre 1325 W/m^2 y el valor promedio 1412 W/m^2 . El valor promedio se conoce como la constante solar:

$$\text{Constante solar } E_0 = 1367 \text{ W/m}^2$$

Este nivel de radiación no llega a la superficie de la atmósfera terrestre. La Tierra reduce la insolación a través de reflexión, absorción (por ozono, vapor de agua, oxígeno y dióxido de carbono) y dispersión (causada por las moléculas de aire, partículas de polvo o contaminación). Cuando hace buen tiempo al mediodía, la

⁴⁷ Planning and Installing Photo-Voltaic-System, a guide for installers, 2008



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

irradiancia que puede llegar a la superficie de la tierra es de 1000W/m^2 . Este valor es relativamente independiente de la localización. La máxima insolación se produce en días soleados. Como resultado de la radiación solar reflejada pasando nubes, la insolación puede alcanzar un máximo de hasta 1400W/m^2 por períodos cortos. Si el contenido de energía de la radiación solar se suma más de un año, esto da a la radiación global anual KWh/m^2 . Este valor varía dependiendo de la región tal como se muestra en la figura siguiente.

Algunas regiones en el ecuador alcanzan valores por encima de 2300KWh/m^2 al año, mientras que el sur de Europa recibe una máxima irradiación solar anual de 1700kWh/m^2 y Alemania recibe un promedio de 1040KWh/m^2 . En Europa existen importantes variaciones estacionales que se observan principalmente en la diferencia entre la insolación de verano y de invierno.

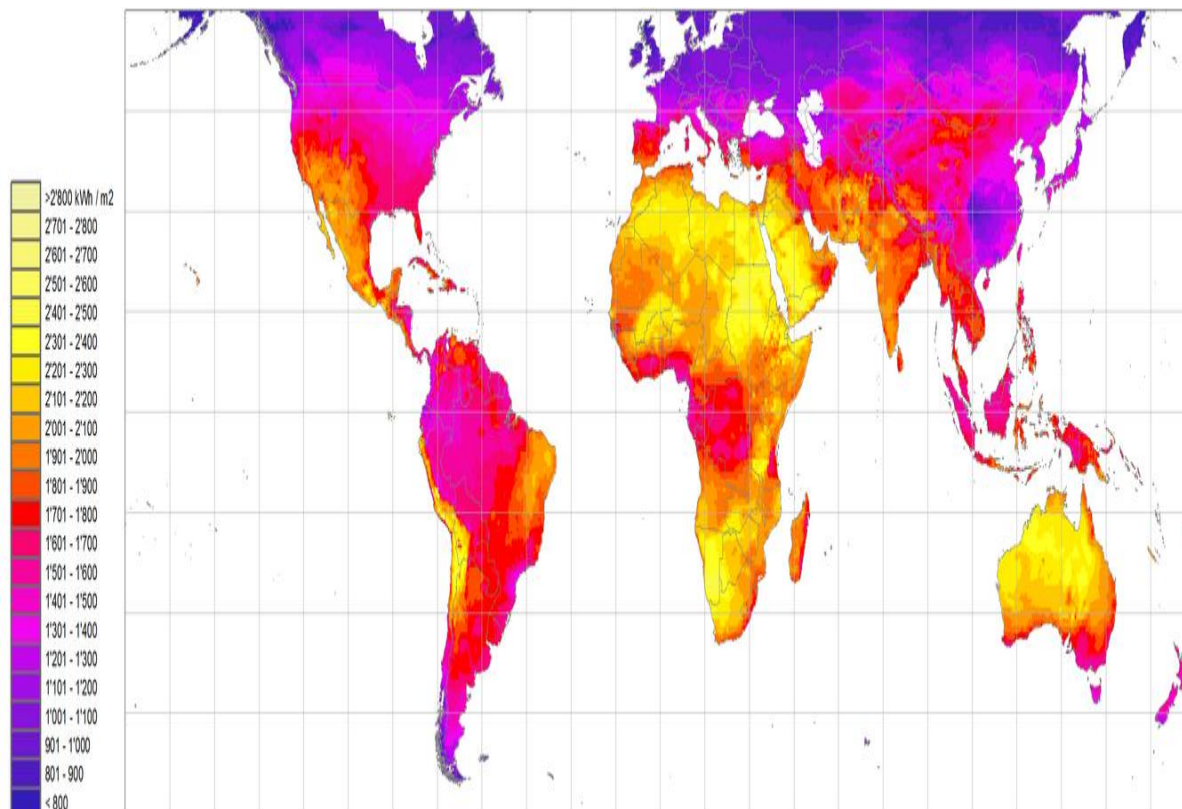


Figura 2.14 Suma anual de irradiación global horizontal en KWh/m^2 ⁴⁸

⁴⁸ www.meteonorm.com

En la figura se puede apreciar que para las zonas con un color amarillo claro la irradiación es mayor. Éstas se encuentran entre los trópicos. Esta distribución es importante ya que la aportación de la energía solar para una misma área varía, obteniéndose mejores resultados en zonas con una mayor irradiación.

Por otro lado, es interesante para estas zonas la generación de electricidad mediante energía solar, produciendo y consumiendo electricidad en el mismo punto, reduciendo así las pérdidas producidas en el transporte y la dependencia energética o al menos parte de esta.

El principal problema en la evaluación de este recurso viene dado por la variabilidad de la situación climatológica. Pero aparte de la inestabilidad atmosférica, el flujo solar también varía según:

- Latitud: el ángulo de incidencia debe ser lo más perpendicular posible al sistema de aprovechamiento para conseguir una mayor energía, y varía temporalmente.
- La hora del día, las estaciones y el número de horas solares por día.

2.2.1.1 Radiación directa y difusa

La luz del sol en la superficie de la Tierra comprende una parte directa y una porción difusa. La radiación directa proviene de la dirección del sol y arroja sombras fuertes de objetos. Por el contrario, la radiación difusa, que se dispersa desde la bóveda del cielo, no tiene ninguna dirección definida.

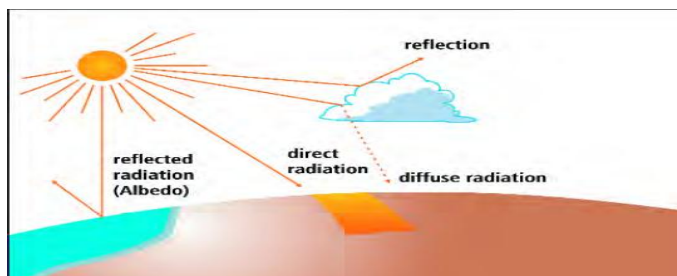


Figura 2.15 La luz solar que pasa a través de la atmósfera⁴⁹

⁴⁹ Planning and Installing Photo-Voltaic-System, a guide for installers, 2008

Dependiendo de las condiciones de las nubes y la hora del día (altitud solar), tanto la energía radiante y la proporción de radiación directa y difusa puede variar enormemente.

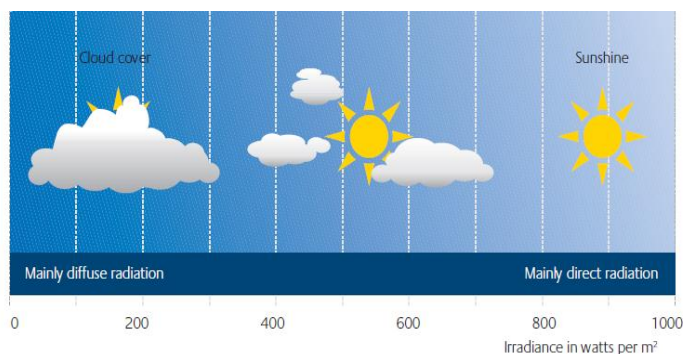


Figura 2.16 Radiación Global y sus componentes bajo diferentes condiciones de cielo⁵⁰

2.2.2 Tecnologías para el aprovechamiento de energía solar

Existen dos vías principales para el aprovechamiento de la radiación solar:

2.2.2.1 Energía Solar Térmica

El aprovechamiento de la Energía Solar Térmica consiste en utilizar la radiación del sol para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se emplea para producir agua caliente e incluso vapor.

Las principales aplicaciones de la Energía Solar Térmica son:

- ✓ Producción de Agua caliente sanitaria
- ✓ Calefacción de baja temperatura
- ✓ Calentamiento de baja temperatura
- ✓ Aire acondicionada mediante máquinas de absorción
- ✓ Generación de electricidad

2.2.2.2 Energía Solar Fotovoltaica

El aprovechamiento de la Energía Solar Fotovoltaica se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el llamado efecto fotovoltaico. Esta transformación se lleva a cabo mediante “células solares”

⁵⁰ Planning and Installing Photo-Voltaic-System, a guide for installers, 2008

que están fabricados con materiales semiconductores (por ejemplo, silicio) que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.

2.2.3 Funcionamiento del Panel Solar

La **célula fotovoltaica**, elemento encargado de transformar la energía solar en eléctrica, se basa en un fenómeno físico denominado **efecto fotovoltaico**, que consiste en la producción de una fuerza electromotriz por acción de un flujo luminoso que incide sobre la superficie de dicha célula. La célula fotovoltaica más común consiste en una delgada lámina de un material semiconductor compuesto principalmente por silicio de cierto grado de pureza, que al ser expuesto a la luz solar absorbe fotones de luz con suficiente energía como para originar el "salto de electrones", desplazándolos de su posición original hacia la superficie iluminada. Al desprenderse estos electrones con su carga negativa (n) originan la aparición de huecos o lagunas con cargas positivas (p). Como los electrones tienden a concentrarse del lado de la placa donde incide la luz solar, se genera un campo eléctrico con dos zonas bien diferenciadas: la negativa, de la cara iluminada donde están los electrones y la positiva en la cara opuesta donde están los huecos o lagunas. Si ambas zonas se conectan eléctricamente mediante conductores adheridos a cada una de las caras de la placa el desequilibrio eléctrico origina una fuerza electromotriz o diferencia de potencial, creando una corriente eléctrica para igualar las cargas. Dicha corriente, obviamente continua, se genera en un proceso constante mientras actúe la luz solar sobre la cara sensible de la lámina.

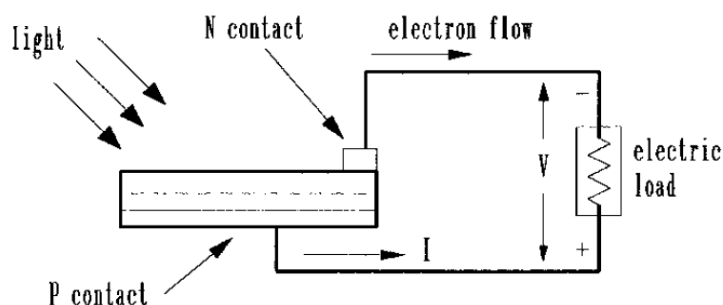


Figura 2.17 Esquema de un panel fotovoltaico⁵¹

⁵¹ Wind and Solar Power Systems, Patel, 1999

2.2.3.1 Circuito Eléctrico Equivalente

Los paneles fotovoltaicos, o materiales semiconductores, tienen pérdidas debido a la resistividad de los contactos e interfaces (R_s), las sombras de éstos, las corrientes de fuga (R_p), las reflexiones y las recombinaciones, proceso inverso a la generación del electrón-hueco. El siguiente esquema muestra de forma simplificada el circuito eléctrico equivalente de un panel fotovoltaico modelo estándar.

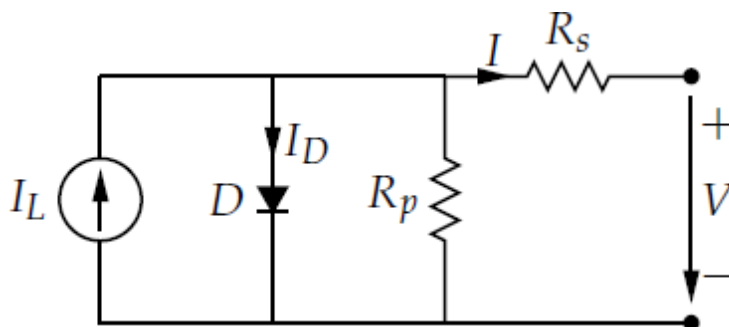


Figura 2.18 Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica⁵²

Comportándose según la siguiente ecuación:

$$I = I_L - I_D \left[e^{\frac{Q \cdot V}{A \cdot K \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V}{R_s} \quad \text{Ec. 2.18}$$

En donde,

I_L , Corriente generada, proporcional a la irradiancia en A.

V , Voltaje de la célula, en Voltios.

R_s , Resistencia serie, valor ideal 0Ω , típico $0,05 \div 0,1$.

R_p , Resistencia paralelo, valor ideal $\infty \Omega$, típico $200 - 300 \Omega$

I_D , corriente de saturación del diodo en A.

Q Carga del electrón $1,6 \cdot 10^{-19} C$.

A constante de idealización para paneles fotovoltaicos ≈ 2 .

K constante de boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23} J/K$.

T , Temperatura en K

⁵² Energía Solar Fotovoltaica, Perpiñan Oscar, 2012

2.2.4 Parámetros de Células Fotovoltaicas y Curvas Características

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión (figura 2.19). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado

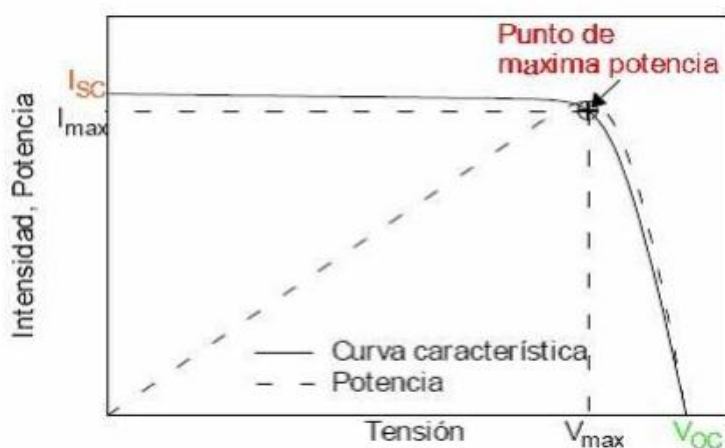


Figura 2.19 Curva característica, principales elementos, de una célula fotovoltaica⁵³

2.2.4.1 Principales parámetros de la característica I-V

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):**

Es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero. La I_{sc} tiene un valor alrededor de 3A para células cristalinas estándar.

$$I_{sc} = \frac{I_{max}}{0,85 \div 0,95} \quad Ec. 2.19$$

- **Voltaje de circuito abierto (V_{oc}):**

Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero. Este

⁵³ Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil, Débora Pedro, 2009



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

valor corresponde al voltaje que atraviesa el “diodo interno” cuando el total de la corriente generada fluye a través de éste.

El V_{oc} se incrementa muy rápidamente con la iluminación de la célula fotovoltaica hasta llegar a un punto cercano a la saturación donde su incremento es muy pequeño. Pero además también depende de la temperatura. Normalmente, está comprendido entre 0,5V y 0,6V para células cristalinas.

$$V_{oc} = \frac{V_{max}}{0,75 \div 0,9} \quad Ec. 2.20$$

- **Potencia máxima (P_{max}):**

Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.

- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}):**

Es el valor de la corriente para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

- **Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pmp}):**

Es el valor de voltaje para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

- **Factor de forma (FF):**

Es el valor correspondiente al cociente entre P_{max} y el producto de I_{sc} x V_{oc} . Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} * I_{sc}} \quad Ec. 2.21$$

En la siguiente figura, se define el factor de llenado como el cociente de las áreas formadas por los puntos I_{max} y V_{max} con los puntos I_{sc} y V_{oc} .

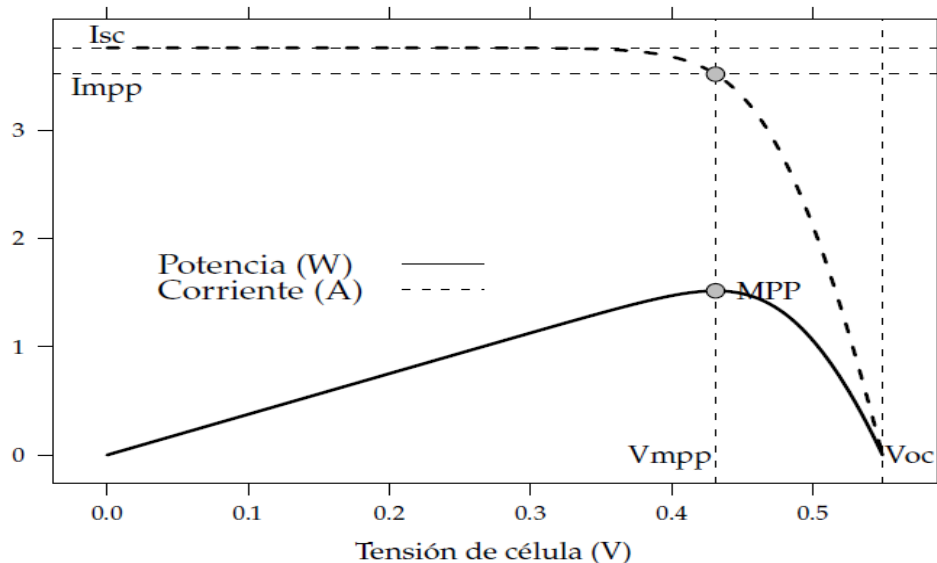


Figura 2.20 Factor de llenado de una célula fotovoltaica⁵⁴

- **Rendimiento.**

El rendimiento está definido como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que genera el panel fotovoltaico y la potencia de la radiación solar que incide sobre éstos, que aquí tiene un valor de 10%.

$$R = \frac{P_{max}}{I_{light}} = \frac{FF * V_{OC} * I_{SC}}{I_{light}} \quad Ec. 2.22$$

Además de esto, los paneles fotovoltaicos se ven afectados por la irradiancia y la temperatura, como se explica a continuación.

- **Efecto de la Intensidad de Iluminación (Irradiancia)**

En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia:

$$I_{sc} (E_2) = I_{sc} (E_1) * \frac{E_2}{E_1} \quad Ec. 2.23$$

Dónde: $I_{sc} (E_2)$ es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E_2

⁵⁴ Energía Solar Fotovoltaica, Perpiñan Oscar, 2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

I_{sc} (E1) es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia E1

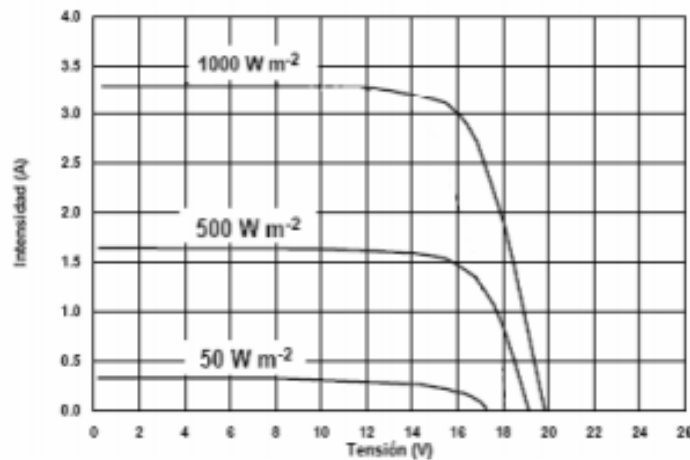


Figura 2.21 Efecto de la irradiancia sobre la característica I-V de un generador fotovoltaico⁵⁵

- **Efecto de la temperatura**

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto (V_{oc}), aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{sc} (éste muy ligeramente). En la siguiente figura podemos observar la variación de la curva característica I-V de un módulo al variar la temperatura.

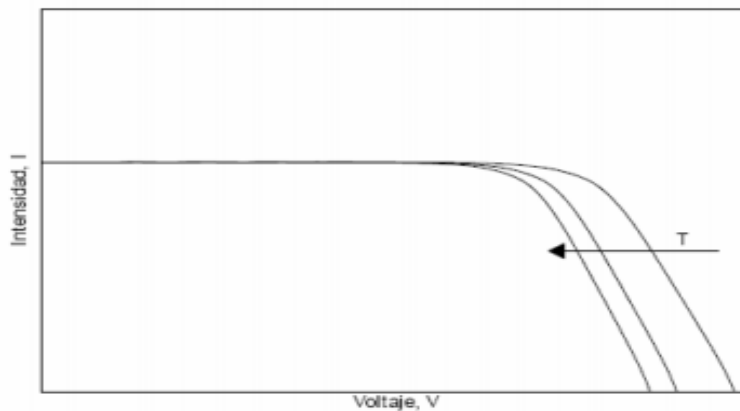


Figura 2.22 Ejemplo teórico de la variación de la característica I-V del generador FV al variar la temperatura manteniendo la irradiancia constante.⁵⁶

⁵⁵ Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil, Débora Pedro, 2009

⁵⁶ Practical Handbook of Photovoltaic, Markvart and Castañer, 2003

- **Efecto del ángulo de incidencia**

También la cantidad de energía obtenida de una célula fotovoltaica depende del ángulo de incidencia de la radiación solar sobre ésta, obteniéndose un mejor resultado cuando impacta sobre una superficie perpendicular. La gráfica siguiente es una muestra de ello, donde 0° representa impacto perpendicular:

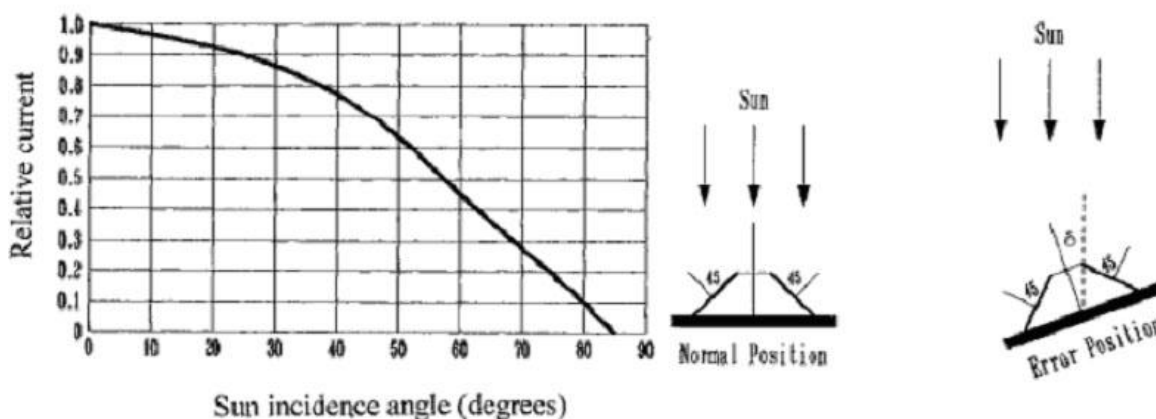


Figura 2.23 Efecto del ángulo de inclinación de una célula fotovoltaica⁵⁷

2.2.5 Tecnologías de Paneles Solares

Existen diferentes tipos de paneles solares en función de los materiales empleados, los métodos de fabricación que se empleen y la forma final. A continuación se describen los materiales que pueden formar las células solares:

Silicio Puro monocristalino. Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorio se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%.

⁵⁷ Wind and Solar Power Systems, Patel, 1999



Figura 2.24 Módulo compuesto por células de silicio monocristalino⁵⁸

Silicio puro policristalino. Los materiales son semejantes a los del tipo anterior aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los monocristalinos (en laboratorio del 19.8% y en los módulos comerciales del 14%) siendo su precio también más bajo.



Figura 2.25 Módulo formado por células de silicio policristalino⁵⁹

⁵⁸ Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil, Débora Pedro, 2009

⁵⁹ Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil, Débora Pedro, 2009



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Células de película delgada o de silicio amorfo: no se producen células de forma individual si no una finísima capa de solamente 1 o 2 mm de espesor de material semiconductor, que se deposita sobre un sustrato apropiado, formándose un módulo continuo que no requiere interconexiones interiores. Estas celdas se obtienen mediante la deposición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal.

Su eficiencia en conversión de radiación solar en electricidad varía entre un 5 y un 7%.

- **Teluro de cadmio,** Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%
- **Arseniuro de Galio-** Uno de los materiales más eficientes pues presenta unos rendimientos en laboratorio del 25.7% siendo los comerciales del 20%
- **Diseleniuro de cobre en indio-** con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%
- **Triple unión.** Gas, Ge y GaInP2 esta unión de tres semiconductores obtiene un rendimiento del 39%.

En el siguiente grafico se muestra la eficiencia de diferentes tipos de paneles solares.

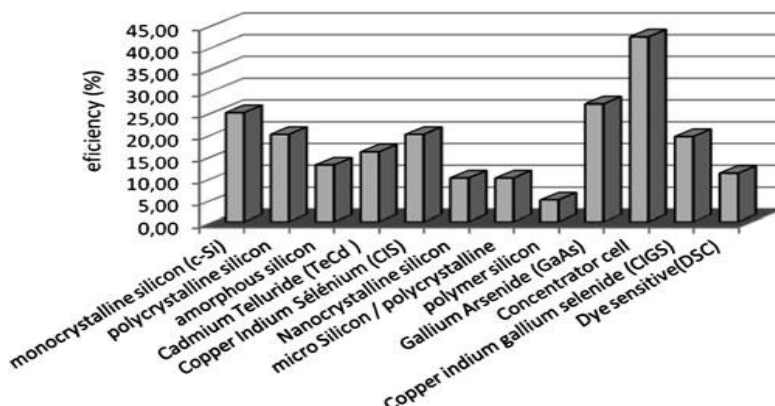


Figura 2.26 Eficiencia de diferentes materiales de células en laboratorio⁶⁰

Las células más usadas en el mundo son las de tipo monocristalino y las de tipo policristalino, esto debido a su alta eficiencia y a su bajo costo de producción

⁶⁰ Optimization of Photovoltaic Power Systems, Rekioua; Matagne, 2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

comparado con otro tipo de células. En el siguiente grafico se muestra la evolución de los precios de las células de silicio cristalino.

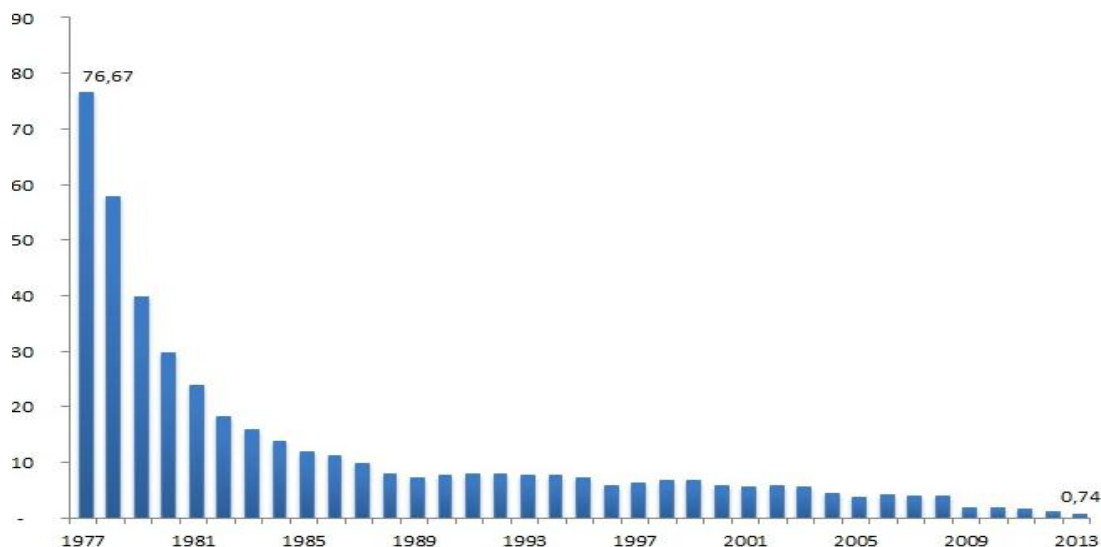


Figura 2.27 Precio de las células fotovoltaicas de silicio cristalino en (\$/Wp)⁶¹

2.2.6 Sistemas Fotovoltaicos y sus Aplicaciones

Los sistemas fotovoltaicos son ideales para aplicaciones diversas que requieran un suministro de energía independiente de la red eléctrica convencional, o bien que complemente a ésta. Estas instalaciones suelen estar dedicadas al suministro eléctrico en emplazamientos de difícil acceso para la red eléctrica o en áreas con grandes deficiencias en el abastecimiento eléctrico:

2.2.6.1 Electrificación doméstica y servicios públicos:

- Viviendas de uso permanente o temporal.
- Iluminación pública mediante farolas autónomas.
- Instalaciones de turismo rural

⁶¹ about.bnef.com



Figura 2.28 Casa típica Shuar⁶²

2.2.6.2 Aplicaciones agrícolas, ganaderas e industriales:

- Bombeo de agua, sistemas de riego.
- Desalinización y depuración de aguas.
- Iluminación de granjas, invernaderos o talleres.
- Sistemas de ordeño.
- Fabricación de hielo, refrigeración.



Figura 2.29 Sistema de riego en Cuba con paneles solares.⁶³

⁶² Espinoza, Juan Leonardo, Apuntes de clase Energías no convencionales, 2012

⁶³ www.stamati.com

2.2.6.3 Telecomunicaciones, señalización marítima, y terrestre:



Figura 2.30 Uso de paneles solares para señalización⁶⁴

- Telecomunicaciones: repetidores de TV, radio y telefonía.
- Señalización marítima y aérea.
- Señalización de carreteras y ferrocarriles.

2.2.6.4 Parques fotovoltaicos

Los parques fotovoltaicos son grupos de paneles solares, conectados generalmente a la red de distribución eléctrica, que generan potencias importantes. Los parques pueden estar conformados por un gran número de generadores fotovoltaicos individuales de diversas potencias.

Normalmente los parques fotovoltaicos se construyen en zonas rurales y así permiten una alta producción de energía que puede ser usada para una gran cantidad de residencias o para fines industriales.

⁶⁴ www.correinteshoy.com



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA



Figura 2.31 Parque fotovoltaico Los Palacios Villafranca⁶⁵

2.2.6.5 Varios:

- Dispositivo de alarma.
- Oxigenación de aguas.
- Protección catódica de gaseoductos.
- Aplicaciones espaciales.
- Producción de hidrógeno.
- Alimentación de vehículos eléctricos.



Figura 2.32 Satélite de telecomunicaciones volando sobre la tierra con reflectante de paneles solares de espejo.

Antes de considerar la adquisición e instalación de uno de estos sistemas de generación, se recomienda analizar las necesidades energéticas de la instalación y el potencial de energía solar disponible en el lugar de emplazamiento.

⁶⁵ <http://volta-team.de>

2.2.7 Atlas Solar del Ecuador

En nuestro país no existe un registro histórico completo de radiación solar. El INAMHI tomó durante los años 1970 a 1990 algunas mediciones de heliofanía o duración de brillo solar durante un día que corresponde a la radiación solar directa. La necesidad de contar con un documento técnico que cumpla con el fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética es lo que motivo al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, a presentar el “Atlas Solar del Ecuador” con fines de generación eléctrica, el cual fue se presenta a continuación:

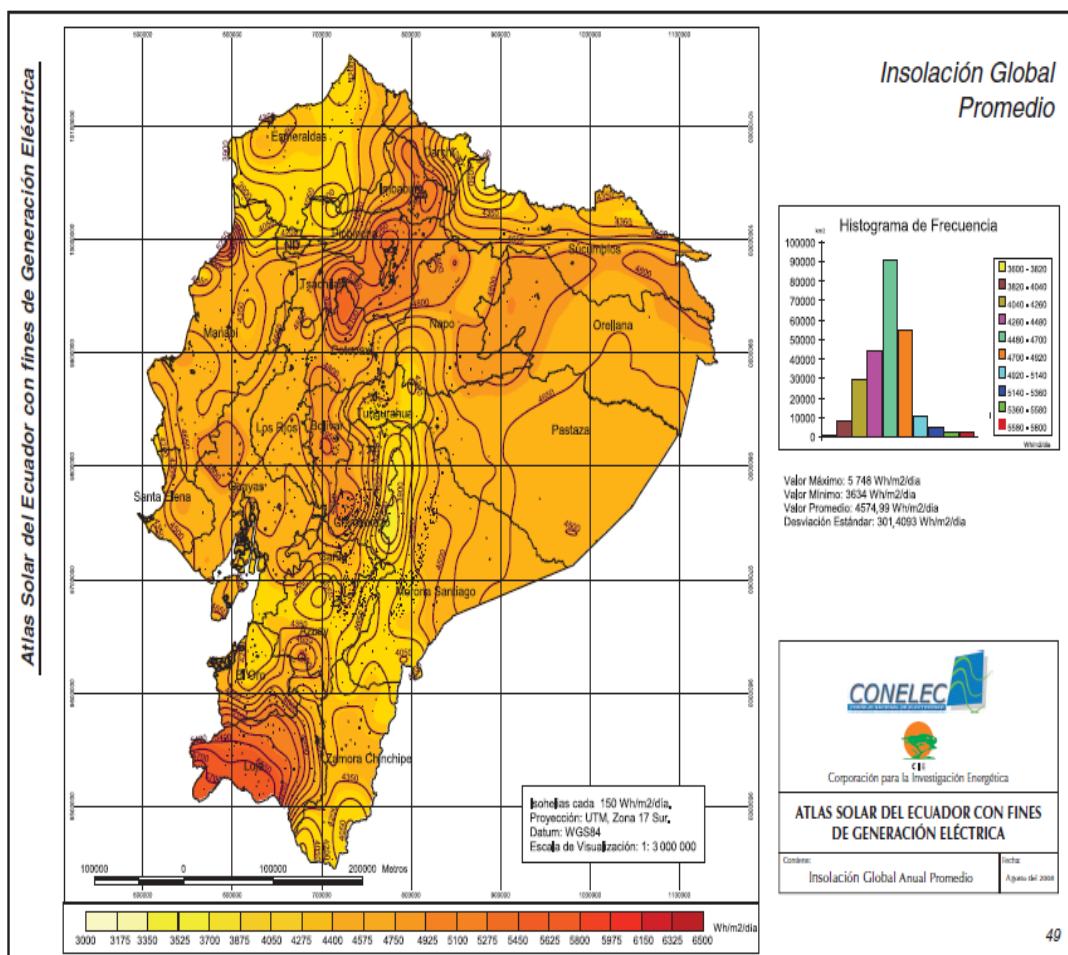


Figura 2.33 Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica⁶⁶

⁶⁶ www.conelec.gob.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

La elaboración del Mapa Solar del Ecuador se basó en datos tomados de sistemas satélites del NREL (National Renewable Energy Laboratory) de los Estados Unidos entre 1985 y 1991 que interpola la información a celdas de 1 km². Se muestra información sobre las insolaciones directa (isohelias a 300 Wh/m².día), difusa (isohelias a 100 Wh/m².día) y global (isohelias a 150 Wh/m².día) para cada mes del año y el promedio anual.

PROVINCIA	CIUDAD	Wh/m²/día
Carchi	Tulcán	4200
Esmeraldas	Esmeraldas	4350
Imbabura	Ibarra	5250
Manabí	Portoviejo	4650
Pichincha	Quito	5075
Tsáchilas	Santo Domingo	4650
Cotopaxi	Latacunga	4800
Napo	Tena	4350
Santa Elena	Salinas	4350
Guayas	Guayaquil	4513
Los Ríos	Babahoyo	4650
Bolívar	Guaranda	4800
Tungurahua	Ambato	4650
Chimborazo	Riobamba	4200
Pastaza	Puyo	4200
Cañar	Azogues	4500
Morona Santiago	Macas	4050
Azuay	Cuenca	4350
El Oro	Machala	4200
Loja	Loja	4350
Zamora Chinchipe	Zamora	4350
Galápagos	Puerto Ayora	5835

Tabla 2-2 Valores de insolación global para las provincias del Ecuador⁶⁷

En la tabla 2.2, se presenta los valores de insolación o radiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes.

⁶⁷ Código Técnico Ecuatoriano CTE INEN XX, M. Cuenca, 2010



CAPITULO III

CAPITULO TERCERO

3 DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS CIVILES

El estudio de centrales de energía renovable tiene como principal objetivo entregar energía, ser amigable con el medio ambiente y reducir las emisiones de gases a la atmósfera, logrando una mayor cantidad de fuentes de energía limpia.

Todo diseño debe ser de bajo impacto ambiental, no solo en su fase de operación, sino también en las etapas de construcción, reutilización si se da el caso, y finalmente en la etapa de desmontaje. Para esto el diseño tiene que seguir un lineamiento de fácil ejecución y bajo costo, esto acorde con criterios de ser sencillas y robustas, obteniéndose así bajos costos de mantenimiento.

Se debe contemplar el empleo y operación de materiales propios de la zona o de fácil transporte hasta el sitio de la obras. El diseño debe ser lo más simple posible para que pueda ser ejecutado mediante la utilización de mano de obra local reduciendo al mínimo las necesidades de traer personal especializado.

En lo posible se deberá desarrollar diseños semi estandarizados que permitan simplificar la construcción y adquisición de algunos accesorios. En el caso de obras civiles, no existen soluciones únicas, pues cada proyecto presenta sus propias particularidades y pueden presentarse condiciones especiales que obliguen a cambios en el diseño.

3.1 GENERALIDADES

Las obras civiles para la central híbrida hidráulica fotovoltaica que se describe en este capítulo, abarcan todas las estructuras necesarias desde el río, para captar, derivar, conducir y restituir el agua turbinada (figura 3.1); así como también para instalar los equipos electromecánicos, paneles fotovoltaicos, sistemas de protecciones, el sistema eléctrico general y de control.

Se deberá contemplar realizar un estudio geomorfológico y geotécnico de la calidad del terreno en donde se va a emplazar las obras, para tener un conocimiento de los tipos de rocas determinar las estructuras geológicas y determinar la inestabilidad de los taludes; lo cual es muy importante debido a la robustez de los equipos que requiere una buena cimentación.

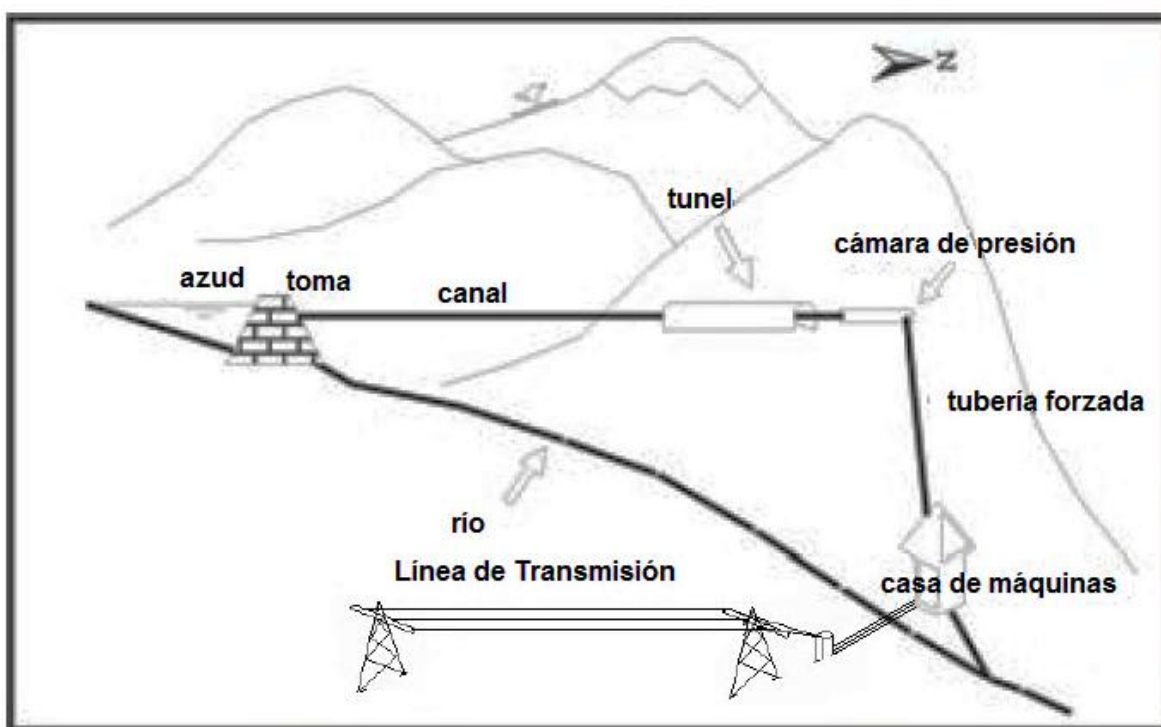


Figura 3.1 Esquema de una central⁶⁸

⁶⁸ A Guide to UK Mini Hydro Developments, 2005

3.2 PRESAS

Se llama presa en general, a una construcción que se levanta en el lecho de un río para atajar el agua, produciendo una elevación de su nivel que permite la derivación de ella, o bien para almacenar el agua regulando el caudal del río.

Por el objeto que están construidas las presas, se dividen en dos grandes grupos:

- *Presas de derivación*
- *Presas de embalse*

Las presas de derivación, llamadas también azudes y presas de vertedero están compuestas, preferentemente, para elevar el nivel de agua, contribuyendo a crear el salto y siendo efecto secundario el almacenamiento del agua cuando lo requieran las necesidades de consumo. Normalmente, están dispuestas para que el agua vierta por encima de ellas mediante vertederos denominados también aliviaderos de coronación.

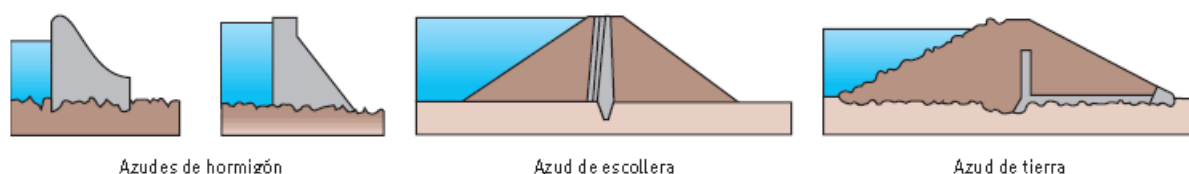


Figura 3.2 Tipos de azudes⁶⁹

Por el contrario, el objeto preferente de las presas de embalse es el almacenamiento de agua para regularizar el caudal del río, siendo de efecto secundario la elevación del nivel de agua para producir altura de salto. Por lo general, no están dispuestas para que las aguas viertan por encima, sino que tienen construcciones laterales, denominadas aliviaderos de superficie que sirven para devolver el agua excedente al cauce aguas debajo de la presa, cuando se ha llenado el embalse.

⁶⁹ Minicentrales hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

En realidad, las presas tienen casi siempre una función mixta; pero se denominarán presas en derivación, o, en su caso, presas de embalse si el efecto predominante es la elevación de su nivel de agua para su derivación, o, por el contrario, el embalse del agua para tener siempre un caudal disponible. De acuerdo con este criterio de construcción mixta, muchas presas realizadas para embalsar el agua están provistas de vertederos de coronación.

3.2.1 Clasificación de las presas

Los criterios de clasificación son válidos para las presas de derivación y para las presas de embalse. Solamente hay que tener en cuenta, que estas últimas son de construcción más robusta debido a que tienen que soportar mayores presiones de agua. Por lo general, las presas de embalse son también de mayor altura.

- *presas de tierra*
- *presas de escollera*
- *presas de sillería*
- *presas de mampostería*
- *presas de hormigón armado*

De éstas las más utilizadas son las de hormigón armado.⁷⁰

3.2.2 Clasificación de los azudes

La gran mayoría de los pequeños aprovechamientos son los llamados de agua fluyente, en los que la electricidad se genera mientras fluye el agua por el cauce, y dejan de hacerlo cuando el caudal es inferior al mínimo técnico de las turbinas que lo equipan.

En estos aprovechamientos, se levanta en el cauce una estructura que permita desviar un cierto caudal para conducirlo a la central. En su versión más elemental esa estructura es un simple obstáculo, capaz de remansar el agua, para poder derivar el caudal deseado y sobre el que continúa pasando agua. Cuando el

⁷⁰ José Ramírez Vázquez, Centrales Eléctricas, 1974

aprovechamiento es de mayor importancia, ese obstáculo pasa a ser una presa, generalmente de poca altura, conocida como azud, cuya misión, como en el caso anterior, no es almacenar agua sino remansarla para que pueda ser derivada en condiciones favorables.

Los azudes pueden clasificarse en fijos y móviles Figura 3.3. Los fijos se denominan azudes y los móviles, aliviaderos con compuerta. El azud es una estructura simple que no requiere mantenimiento y económica, pero tiene el inconveniente de no poder regular la altura de la lámina de agua, por lo que esta y la producción de energía fluctúan con el caudal.

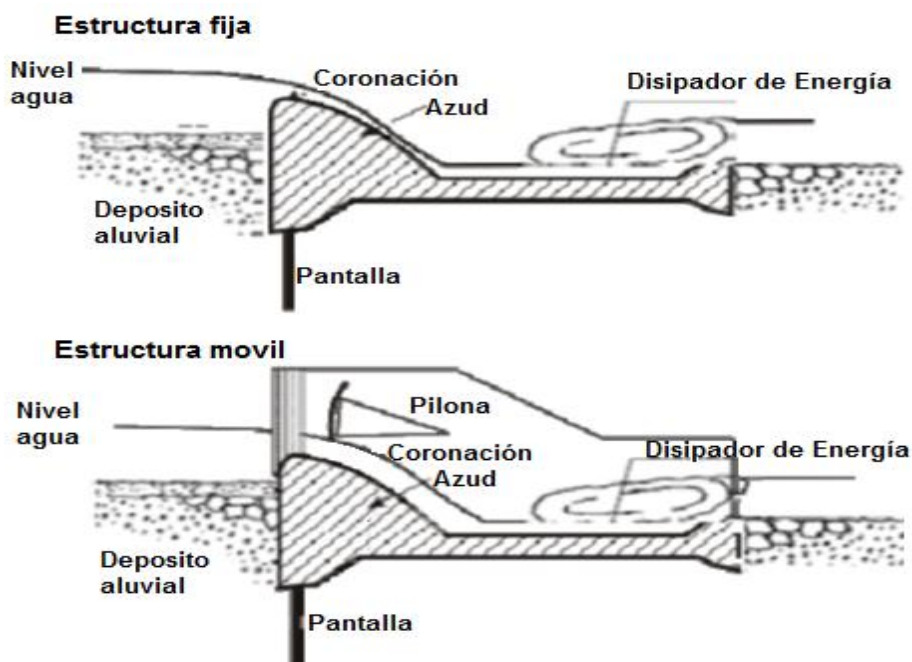


Figura 3.3 Tipos de azudes⁷¹

Las estructuras móviles con compuertas pueden regular el nivel de agua, aguas arriba de las mismas, de forma que permanezca más o menos constante, para valores del caudal del río muy variable (naturalmente este objetivo no se puede

⁷¹ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

*conseguir en caso de crecidas). Si la configuración y tamaño de las compuertas lo permiten, también pueden utilizarse para evacuar los sedimentos acumulados en la toma. Estas estructuras son más costosas y delicadas que las fijas, requieren un mantenimiento más cuidadoso, y hay que asegurarse de que no falte nunca la energía para su accionamiento. Ya que su seguridad no es pasiva, como en las estructuras fijas.*⁷²

3.3 ALIVIADEROS COMPUERTAS Y VÁLVULAS

Todas las centrales hidroeléctricas disponen de dispositivos que permiten el paso del agua desde el embalse hasta el cauce del río, aguas abajo, para evitar el peligro que podrían ocasionar las avenidas. Éstas pueden provocar una subida del nivel del agua en el embalse que sobrepase el máximo permitido. En estos casos es necesario poder evacuar el agua sobrante sin necesidad de que pase por la central. Las compuertas y válvulas son aquellos elementos que permiten regular y controlar los niveles del embalse. Existen distintas posibilidades de desagüe:

3.3.1 Tipos de Aliviaderos

Como ya se mencionó con anterioridad principalmente, se dispone de dos tipos de aliviaderos: aliviaderos de superficie y aliviaderos de coronación.

Debido a la importancia de los aliviaderos se han desarrollados otros tipos cuando no se dispone de espacio para construir un aliviadero convencional como el aliviadero en sifón y el aliviadero en pozo, con los que se tiene una solución eficiente para mantener, entre límites muy estrechos, el nivel del agua en el azud.

Otros tipos de aliviaderos son de laberinto y de pico de pato.

3.3.2 Tipos de compuertas

Compuertas verticales. *El elemento de cierre es un tablero de chapa reforzado que se sube y baja verticalmente guiado por unas ranuras en los pilares adyacentes. Cuando el empuje que ejerce el agua embalsada sobre la compuerta*

⁷² Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

es grande, las guías sufren un fuerte rozamiento, en este caso se utilizan “compuertas vagón”, cuyos bordes verticales están provistos de ruedas con rodamientos que apoyan en ambos carriles.

Compuertas de segmento o compuertas Taintor. Consisten en una estructura metálica con una superficie en forma cilíndrica, que gira alrededor de un eje al que está unido a través de brazos radiales. La apertura se realiza con un movimiento hacia arriba.

Compuertas de sector. Su forma es similar a las compuertas segmento, pero difieren de éstas en el movimiento de apertura, que en este caso es de arriba hacia abajo, dejando libre el paso para que el agua vierta por encima de la compuerta. Esto implica un espacio vacío en el interior de la presa, donde se guarda la compuerta cuando está abierto el paso del agua.

Clapeta. Se denomina así a las compuertas basculantes alrededor de un eje que vierten por arriba. En este caso también se necesita un alojamiento horizontal para la compuerta cuando está abatida.

3.3.3 Desagües de fondo o medio fondo

Utilizan las válvulas y las compuertas como elementos de cierre. Las válvulas se emplean en instalaciones con caudales moderados o medios. Pueden ser de aguja, mariposa, compuerta o de chorro hueco. La entrada de elementos gruesos en estos conductos supone un problema, que se resuelve con la colocación de unas rejas protectoras en la entrada de la válvula. Estas rejas deben contar a su vez con un dispositivo limpiador que las mantenga libres de cualquier obstrucción.⁷³

⁷³ Minicentrales hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

3.3.4 Tipos de Válvulas

- Válvulas de compuerta
- Válvulas de mariposa
- Válvulas esféricas
- Válvulas de retención

3.4 OBRAS DE CAPTACIÓN

Consiste en la estructura que se realiza para desviar parte del agua del cauce del río y facilitar su entrada desde el azud o la presa. Su diseño debe estar calculado para que las pérdidas de carga producidas sean mínimas.

La toma normalmente dispone de una rejilla que evita la entrada de elementos sólidos al canal y una compuerta de seguridad que se denomina ataguía. En funcionamiento normal esta compuerta permanece abierta, cerrándose únicamente en caso de emergencia o cuando se va a realizar una inspección o reparación.

Existe otro tipo de toma que es la sumergida. Se realiza un canal excavado transversalmente en el cauce del río, de manera que el agua entra a través de la reja superior que protege esta entrada, y sale transversalmente al curso del río para incorporarse al canal de derivación.

La toma de agua sumergida suele utilizarse en centrales de montaña por la sencillez de su construcción, además de que provoca un impacto mínimo sobre el medio ambiente.⁷⁴

Las tomas de agua pueden clasificarse en tres tipos: toma lateral, toma frontal y toma de montaña. El diseño de una toma de agua en lo referente a una central hidroeléctrica obedece a tres criterios que se pueden considerar como básicos:

⁷⁴ Minicentrales Hidroeléctricas IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Hidráulicos y estructurales, que son comunes a todas las tomas de agua.

Operativos - control del caudal, eliminación de basuras, deposición de los sedimentos, que varían de toma a toma.

Relacionados con el medio ambiente, barreras para impedir el paso de peces, escalas de peces, que son característicos de cada proyecto.

3.5 CANALES, TÚNELES Y TUBERÍAS

Según el tipo de minicentral que vayamos a construir, se necesita una red mayor o menor de conducciones. Las instalaciones situadas a pie de presa no tienen cámara de carga (es el propio embalse), al contrario que las centrales en derivación donde el agua tiene que hacer un recorrido más largo: primero desde la toma a la cámara de carga, y después hasta la turbina.

El primer tramo que recorre el agua se realiza a través de canales, túneles o tuberías. En el segundo tramo hasta la turbina, se utilizan siempre tuberías.

Los canales que transportan el agua de la toma a la cámara de carga pueden realizarse a cielo abierto, enterrados o en conducción a presión: Las conducciones superficiales pueden realizarse excavando el terreno, sobre la propia ladera o mediante estructura de hormigón. Normalmente se construyen sobre la propia ladera, con muy poca pendiente, ya que el agua debe circular a baja velocidad para evitar al máximo las pérdidas de carga. Estas conducciones, que siguen las líneas de nivel, tienen una pendiente de aproximadamente el 0,5 por mil. Al realizar estos trazados hay que procurar que el movimiento de tierras sea el mínimo posible, adaptándose al terreno.

Los túneles son conducciones bajo tierra que se excavan en el terreno y aunque tienen un coste más elevado, se adaptan mejor a éste. El túnel suele ser de superficie libre y funciona como un canal abierto (es decir, el agua no circula en presión).



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Las tuberías también se emplean en las conducciones bajo tierra, pero si son del tipo sin superficie libre, el fluido estará sometido a presión. Cuando la presión interna es muy alta, se incluye un armazón metálico como refuerzo.

La sección transversal a adoptar dependerá de la clase de terreno, ya que habitualmente se utiliza la sección rectangular para canales en roca y la sección trapezoidal para canales en tierra. Para conducciones en lámina libre enterradas se suelen utilizar tuberías prefabricadas de hormigón.⁷⁵

3.6 TANQUE DE PRESIÓN

El tanque de presión o cámara de carga es un depósito localizado al final del canal del cual arranca la tubería forzada. En algunos casos se utiliza como depósito final de regulación, aunque normalmente tiene solo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias.

Cuando la conducción entre la toma de agua y la cámara de carga se realiza en presión, ésta última será cerrada y tendrá además una chimenea de equilibrio, para amortiguar las variaciones de presión y protegerla de los golpes de ariete.

Al diseñar la geometría de la cámara hay que evitar al máximo las pérdidas de carga y los remolinos que puedan producirse, tanto aguas arriba como en la propia cámara. Si la tubería forzada no está suficientemente sumergida, un flujo de este tipo puede provocar la formación de vórtices que arrastren aire hasta la turbina, produciendo una fuerte vibración que bajaría el rendimiento de la minicentral.

La cámara de carga debe contar además con un aliviadero, ya que en caso de parada de la central el agua no turbinada se desagua hasta el río o arroyo más próximo. También es muy útil la instalación en la cámara de una reja con limpia-rejas y compuertas de desarenación y limpieza.⁷⁶

⁷⁵ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006

⁷⁶ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

3.7 TUBERÍA DE PRESIÓN

Es la tubería que se encarga de llevar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Debe estar preparada para soportar la presión que produce la columna de agua, además de la sobre presión que provoca el golpe de ariete en caso de parada brusca de la minicentral.

Dependiendo de la orografía del terreno y de los factores medioambientales, la colocación de la tubería forzada será enterrada o aérea. En este último caso, será necesario sujetar la tubería mediante apoyos, además de los anclajes necesarios en cada cambio de dirección de ésta y la instalación de juntas de dilatación que compensen los esfuerzos originados por los cambios de temperatura.

En la opción de tubería enterrada, se suele disponer de una cama de arena en el fondo de la zanja sobre la que apoya la tubería, y se instalan anclajes de hormigón en los cambios de dirección de la tubería. En este caso estará sometida a menos variaciones de temperatura, por lo que no será necesario, en general, la instalación de juntas de dilatación, aunque en función del tipo de terreno sí pueden sufrir problemas de corrosión. Para contrarrestarlo se suele instalar protección catódica.

Los materiales más utilizados para la construcción de este tipo de tuberías son el acero, la fundición, el fibrocemento y el plástico reforzado con fibra de vidrio, en función del desnivel existente.

El espesor de la tubería forzada suele ser como mínimo de unos 6 mm. Esta medida se calcula en función del tipo de salto y el diámetro.⁷⁷

El diámetro suele ir en función del caudal, como se puede ver en el gráfico.

⁷⁷ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

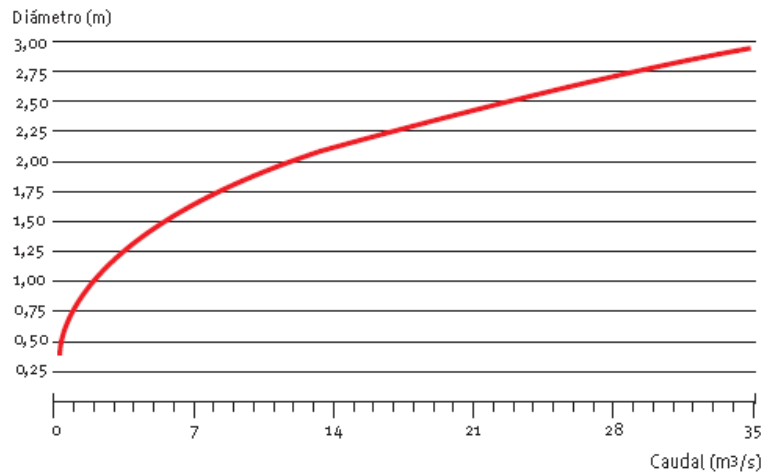


Figura 3.4 Diámetro de la tubería en función del caudal⁷⁸

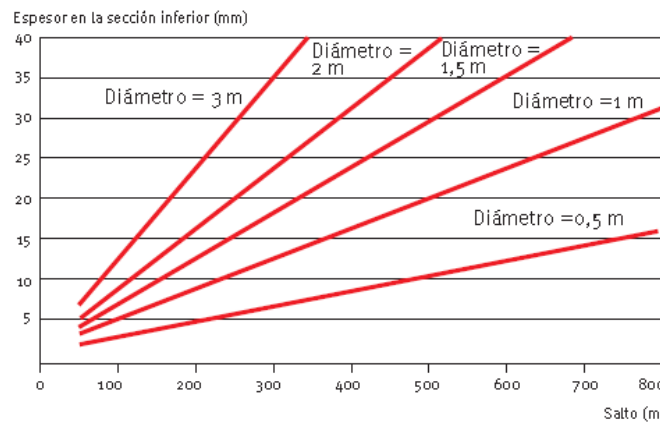


Figura 3.5 Espesor de la turbina en función de salto y del diámetro⁷⁹

3.8 SISTEMA DE DESCARGA

Después de pasar por la turbina, el agua tiene que ser devuelta al río a través de un canal, generalmente corto, conocido como canal de retorno o de descarga. Las turbinas de acción pueden llegar a tener velocidades de salida muy elevadas, por lo que habrá que proteger el canal para que su erosión no ponga en peligro la casa de máquinas. Normalmente se colocan, entre la turbina y el canal, unos escudos de hormigón o una protección de riprap. Hay que prever también que, incluso en los períodos de grandes crecidas, el nivel del agua en el canal nunca llegue al rodete de la turbina. En casas de máquinas equipadas con turbinas de

⁷⁸ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006

⁷⁹ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006

reacción, el nivel del agua en el canal de descarga influencia el comportamiento de la turbina ya que si no es el correcto, puede dar lugar a fenómenos de cavitación. Ese nivel también afecta al valor de la altura de salto, y en saltos de pequeña altura puede llegar hacer que el proyecto sea económicamente inviable.

3.9 CASA DE MÁQUINAS O DE FUERZA

En la casa de máquinas se ubican el equipamiento de la central que son de gran volumen y peso, cuya interrelación dimensional hay que garantizar por lo que no se pueden tolerar asientos en su estructura. Las características geológicas, geotécnicas, topográficas y de acceso del terreno, habrán de ser las idóneas para cumplir este condicionante y, si no es así, tendrán que modificarse para que lo cumplan.

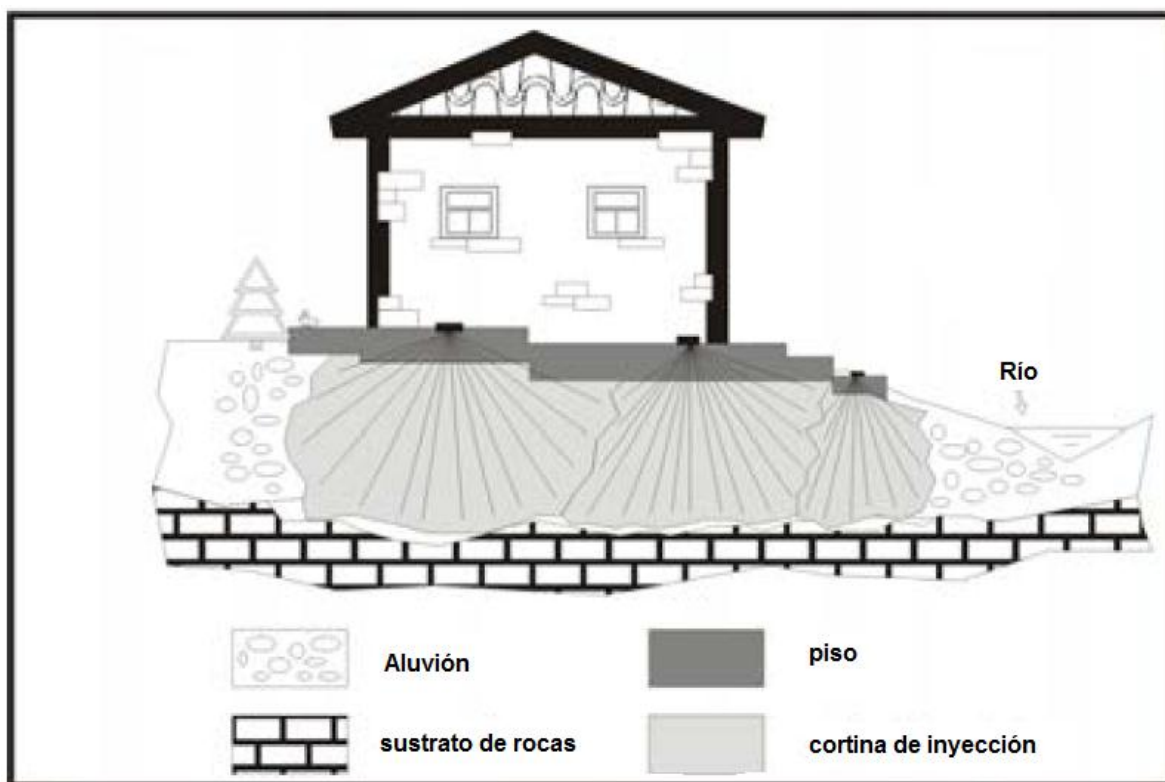


Figura 3.6 Cimentación de Casa de Máquinas⁸⁰

⁸⁰ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Cuando la casa de máquinas se cimienta sobre rocas coherentes, la excavación necesaria para construir las fundaciones bastará para eliminar su zona superficial que habitualmente está muy alterada. Sin embargo las casas de máquinas se ubican con frecuencia en las terrazas fluviales formadas a la orilla de los ríos. En estos casos, se hace casi siempre necesario acondicionar de algún modo el substrato aluvial para que responda a las premisas de estabilidad que debe cumplir la cimentación.

El tratamiento mediante inyecciones de lechadas de cemento tradicional presenta serias dificultades de puesta en obra y sus resultados, cuando se trata de consolidar suelos no coherentes y permeables como son los aluviones fluviales, no siempre son satisfactorios.

Por el contrario la utilización de una nueva técnica de inyección conocida como "jet grouting" permite conseguir el resultado deseado en cuanto a la consolidación de la cimentación, habida cuenta de que con este tipo de tratamiento se sustituye en su totalidad el sedimento aluvial por cortinas de inyección.⁸¹

Independientemente del lugar donde se ubique, el edificio contará con las conducciones necesarias para que el agua llegue hasta la turbina con las menores pérdidas de carga posibles.

El edificio puede estar junto al azud o presa, situarse al pie de éste, estar separado, aguas abajo cuando hay posibilidad de aumentar la altura del salto, e incluso puede construirse bajo tierra. Esta última opción se realiza cuando las excavaciones van a ser más económicas, además de evitar el impacto visual que acompaña a este tipo de construcciones, o bien cuando la central se construye al mismo tiempo que la presa (en grandes presas).

⁸¹ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

3.10 OBRAS CIVILES PARTE FOTOVOLTAICA

Las obras civiles más importantes a realizar en lo que tiene que ver con la parte fotovoltaica son:

3.10.1 Explanación del terreno

La explanación del terreno deberá evitarse en la medida de lo posible con el fin de aminorar el impacto ambiental y tan solo deberán realizarse actuaciones concretas.

- ✓ Seleccionar un terreno lo suficientemente plano puede evitar realizar explanación.
- ✓ Seleccionar un tipo de estructura que en lugar de tener una base de hormigón vaya hincado en el terreno “mediante tornillo de tierra”
- ✓ En función del tipo de solución instalar estructura fija o seguidor puede ser determinante.

3.10.2 Acceso y viales interiores

En campos fotovoltaicos de pequeña potencia, como el nuestro solo se tendrá un acceso principal el cual se usara para llegar directamente al lugar donde se encuentren instalados los paneles.

3.10.3 Realización de zanjas de corriente continua y alterna

Todo el cableado se lo deberá realizar de forma subterránea, por lo que es necesaria la utilización de zanjas.

Cada aproximadamente 40m o cada cambio de dirección, se colocara una arqueta de registro con el objetivo de facilitar el tendido del cable.

Las zanjas deberán tener:

- ✓ Una base de arena de río
- ✓ Espacio para tubos
- ✓ Capa de relleno de arena de miga y tierra de acopio de la excavación

✓ Cinta señalizadora

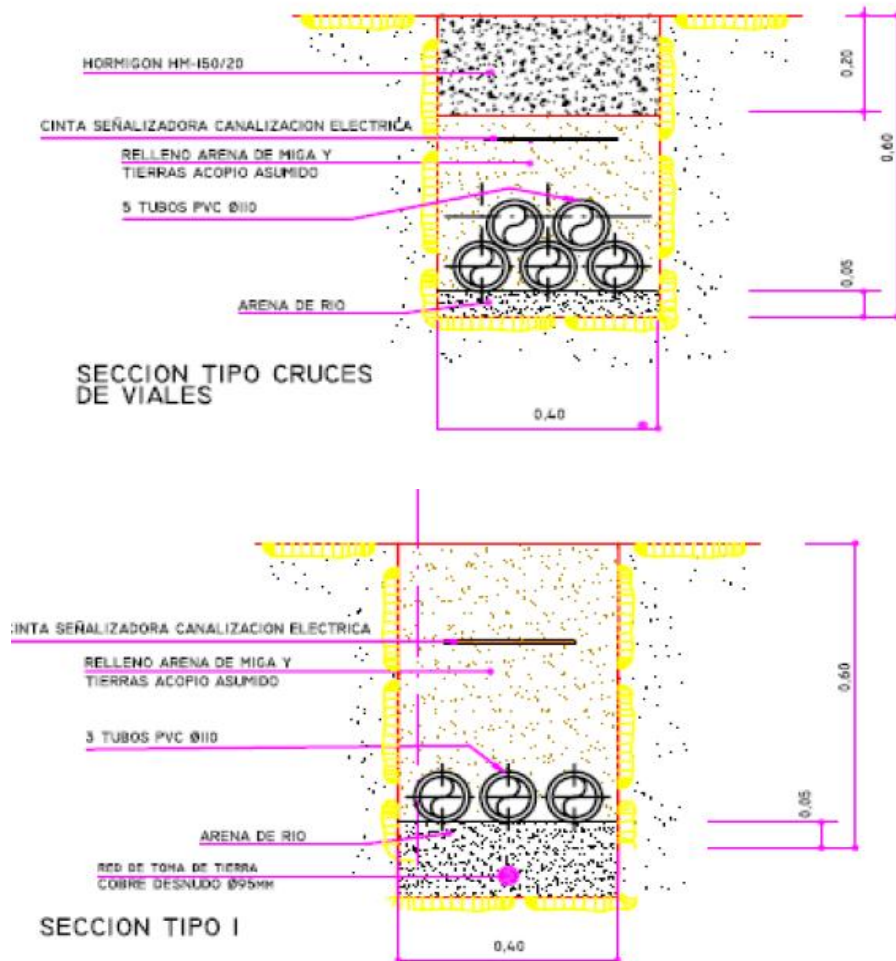


Figura 3.7 Dimensiones de las zanjas⁸²

3.10.4 Sistema de seguridad (vallado perimetral, CCTV, etc.)

Todo campo fotovoltaico deberá constar con un sistema de vallado perimetral, esto con el fin de prohibir el acceso al campo fotovoltaico, ya sea de personas o de animales, precautelando de esta manera la integridad física tanto de las personas, animales así como de los paneles.

⁸² www.generalia.es



CAPITULO IV

CAPITULO CUARTO

4 GENERACIÓN DE ENERGÍA

Como se mencionó en el Capítulo 1, lo que se pretende es caracterizar un estudio de prefactibilidad de un sistema renovable híbrido hidráulico - fotovoltaico conectado a la red. En este capítulo se evaluará primero el recurso hídrico disponible y después el recurso solar para la generación, a fin de tener un criterio técnico para el aprovechamiento propuesto; y en los siguientes capítulos se realizarán las respectivas consideraciones económicas, ambientales y legales necesarias para la implementación del sistema.

Con el diseño de una minicentral, en relación a la potencia máxima aprovechable, al final de este capítulo se obtendrá que el conjunto hidráulico fotovoltaico, no superará a una potencia instalada de 1 MW; la central se regirá a la Regulación 004/11 "Tratamiento para la Energía producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales", Anexo 1.1 y a la Regulación 009/08 "Registro de Generadores Menores a 1 MW", anexo 1.2. A fin de que toda la energía generada sea entregada a la red.

4.1 UBICACIÓN

La instalación se ubicaría junto al Parque Nacional Cajas, en el occidente de la ciudad de Cuenca, dentro de las parroquias rurales de Sayausí, y Molleturo, en la provincia del Azuay, en el río Miguir que a su vez nace de las lagunas “Pampeadas”. La Casa de Máquinas de la central hidroeléctrica estaría situada exactamente en las coordenadas $2^{\circ} 46' 27,82''$ S y $79^{\circ} 15' 44,99''$ O, a una altura de 3896 msnm. La captación se realizaría en las coordenadas $2^{\circ} 46' 21,46''$ S y $79^{\circ} 15' 53,35''$ O, a una altura de 3970 msnm. La instalación fotovoltaica se encuentra planificada en las coordenadas $2^{\circ} 46' 22,83''$ S y $79^{\circ} 15' 34,82''$ O a una altura de 3923 msnm (figura 4.1).



Figura 4.1 Localización de la instalación.⁸³

⁸³ Google Earth, acceso 10 de mayo de 2013



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

La elección del lugar se debe a que la zona es montañosa y por lo tanto se tiene un mayor aprovechamiento respecto a la altura (caída de agua) y la radiación solar (sin presencia de sombras). Además existe una considerable pluviometría en el lugar a lo largo del año, en especial entre los meses de Marzo y Julio; la cual ha sido respaldados con los registros de limnimétricos y de pluviometría (que sirven para estimar el caudal), realizados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI en un punto cercano al lugar de la instalación; datos que se verificaron mediante inspecciones al lugar por un periodo de 3 meses, en donde se midió el caudal (sección 2.1.5).

4.2 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Para la generación hidroeléctrica se tienen en cuenta dos características muy importantes del lugar, que son la altura y el caudal disponible; la primera se ha determinado mediante el uso de un GPS, el cual es un método rápido para el levantamiento de datos necesarios en un anteproyecto. En relación con el caudal, al no tener un registro de datos de caudales del río en estudio, se procedió a realizar la medición mediante un método artesanal denominado método de Área y Velocidad (sección 2.1.5); con este método se obtuvo registros de caudales durante tres meses, pero en relación con el tipo de estudio realizado para la minicentral; se necesita un registro de mínimo 1 año y para que sea confiable un periodo de 10 a 15 años.

Teniendo en cuenta la restricción antes mencionada se procedió a determinar el caudal del río Miguir (figura 4.2) mediante un método adicional denominado “método de las áreas” (sección 2.1.5), el cual se basa en una aproximación de un caudal, a partir del caudal específico de otro río semejante al del estudio, en este caso a partir del caudal conocido del río Llaviuco en donde se tiene en cuenta las áreas de cada microcuenca. Tabla 4.1:



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Área Llaviuco	5004,67	Ha
Área Miguir	1378,33	Ha

Tabla 4-1 Áreas de las microcuencas⁸⁴

Los datos de caudal del río Llaviuco se obtuvieron de los caudales medios diarios, de una serie de 15 años de anuarios hidrológicos del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI; los cuales fueron agrupados para obtener un registro de caudal medio.

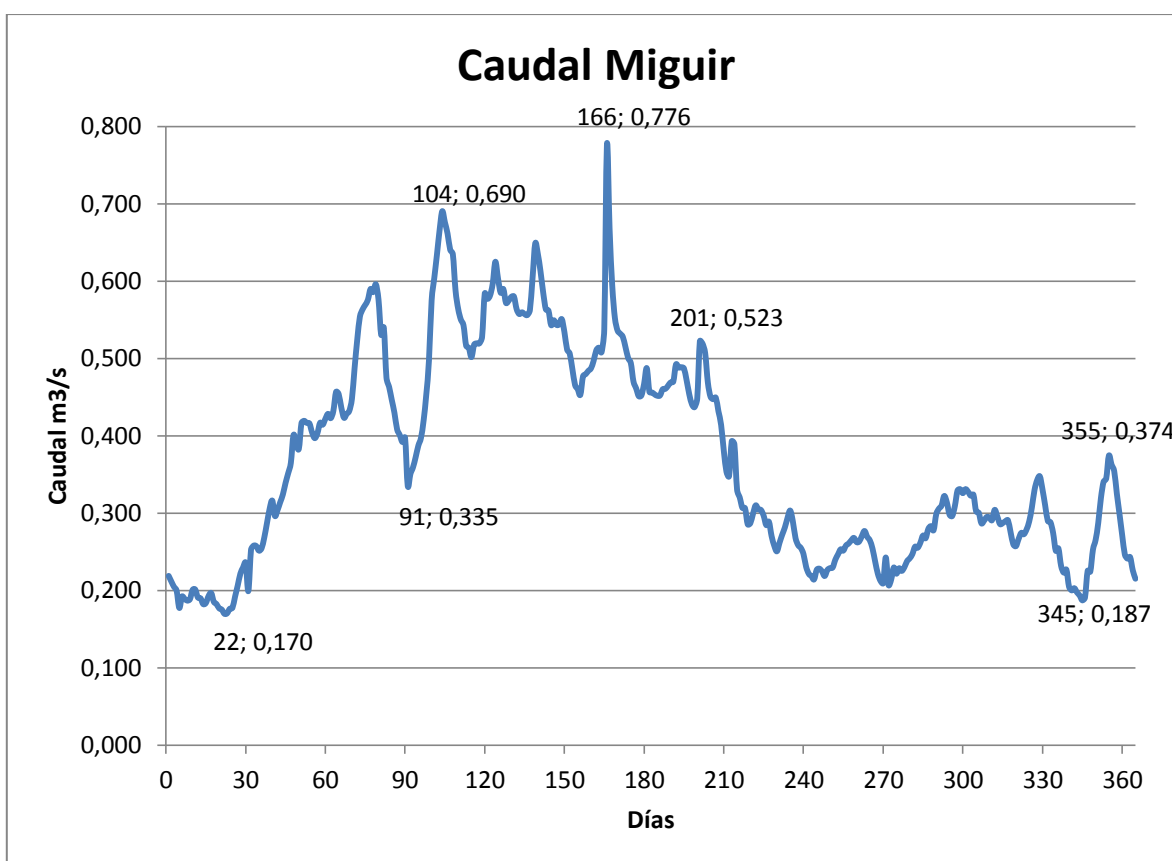


Figura 4.2 Aproximación del caudal del río Miguir a partir del caudal del río Llaviuco (en donde se muestra los días con sus correspondientes caudales mínimos y máximos). Elaboración propia.

Considerando el método de las áreas se realizó la aproximación mediante la siguiente fórmula que relaciona el caudal específico:

⁸⁴ Corporación Parque Nacional Cajas, 2013



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

$$\frac{Q_1}{A_1} = \left(\frac{Q_2}{A_2} \right)^n \quad Ec. 4.1$$

Dónde:

Q_1 = Caudal medio en la estación del río Llaviuco (m³/s)

A_1 = Área de la cuenca del río Llaviuco (Ha)

Q_2 = Caudal medio a aproximar del río Miguir (m³/s)

A_2 = Área de la cuenca del río Miguir (Ha)

n = factor de aproximación

El caudal medio del río Miguir (figura 4.2), aproximado a partir de la microcuenca del río Llaviuco (tabla 4.1) es de 0,371 m³/s, y considerando el caudal ecológico resulta un caudal medio de 0,334 m³/s.

4.2.1 Turbina Hidráulica

El diseño de una turbina es el resultado de un proceso iterativo en el que se tienen en cuenta múltiples criterios: altura de salto, caudal disponible, límites de cavitación, velocidad de rotación, velocidad específica, velocidad de embalamiento, costo, altura sobre el nivel de mar, etc. Esto implica que, una vez concluido el diseño preliminar, sea necesario que cumpla con los criterios antes mencionados.

*El costo del alternador, para una potencia dada, varía con su velocidad, siendo tanto más costoso cuanto más pesado y lento es, generalmente es la velocidad la que define, en las zonas limítrofes de restricciones de la turbinas, la adecuada elección del tipo de turbina.*⁸⁵

El caudal nominal con el cual va a trabajar la turbina en un principio se estima con el caudal medio disponible (0,334m³/s), sin embargo al realizar un estudio más

⁸⁵ Centrales Eléctricas, E. Santo Potess, 1971



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

detallado (sección 4.2.6), se determinó un caudal nominal mayor ($0,45\text{m}^3/\text{s}$); esto debidamente justificado técnica y económicamente.

4.2.2 Tipos de Turbina

Una turbina hidráulica tiene por objeto transformar la energía potencial y cinética del agua en energía rotacional de la turbina la cual se convierte en energía eléctrica a través de un alternador. La turbina es elemento más importante en las centrales hidráulicas, tanto a pequeña como a gran escala.

La energía potencial y cinética del agua, se convierte en energía motriz en la turbina, con arreglo a dos mecanismos básicamente diferentes:

- *En el primero, la energía potencial se transforma en energía cinética, mediante un chorro de gran velocidad, que es proyectado contra unas cazoletas, fijas en la periferia de un rodete. A este tipo de turbinas se las conoce como turbinas de acción. Como el agua, después de chocar contra las cazoletas, cae al canal de descarga con muy poca energía remanente, la carcasa puede ser ligera y solo tiene por misión evitar accidentes e impedir las salpicaduras del agua.*
- *En el segundo, la presión del agua actúa directamente sobre los alabes del rodete, disminuyendo de valor a medida que avanza en su recorrido. A este tipo de turbinas se las conoce como turbinas de reacción. Al estar el rodete completamente sumergido y sometido a la presión del agua, la carcasa que lo envuelve tiene que ser suficientemente robusta para poder resistirla.⁸⁶*

Por lo tanto, las turbinas se pueden clasificar en diferentes grupos, pero en cuanto a su funcionamiento se dividen en dos grupos: de acción y de reacción.

4.2.2.1 Turbinas de Acción

Son aquellas que aprovechan únicamente la velocidad, o la energía cinética, del flujo de agua para hacerlas rotar. Entre ellas se tiene:

⁸⁶ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA 2006

- **Turbina Pelton**

Son turbinas de acción en las que la tobera o toberas (una turbina de eje vertical puede tener hasta seis toberas, con uno o con dos rodetes) transforman la energía de presión del agua en energía cinética. Cada tobera produce un chorro, cuyo caudal se regula mediante una válvula de aguja. Suelen estar dotadas de un deflector, cuya misión es desviar el chorro para evitar que, al no incidir sobre las cazoletas, se embale la turbina, sin tener que cerrar bruscamente la válvula de aguja, maniobra que podría producir un golpe de ariete⁸⁷.

Como la energía cinética del agua al abandonar las cazoletas se pierde, estas se diseñan para que las velocidades de salida sean mínimas. Las turbinas Pelton de una o dos toberas pueden ser de eje horizontal (figura 4.3) o vertical. Las de tres o más toberas son de eje vertical (figura 4.4). Seis es el máximo número de toberas en una Pelton pero no se utilizan en turbinas para pequeñas centrales.

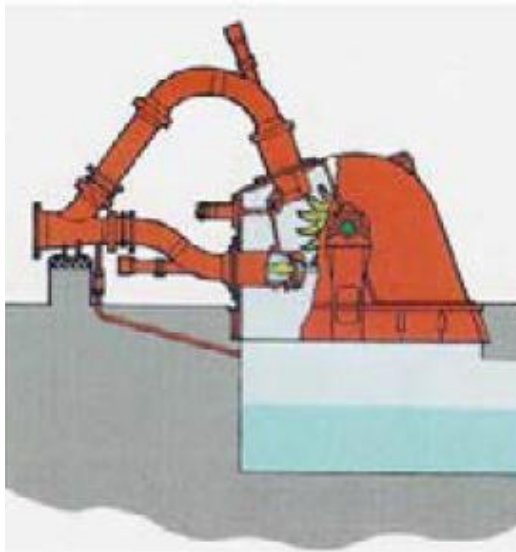


Figura 4.3 Pelton de dos toberas Horizontal⁸⁸

⁸⁷ Ariete, Variación de presión en una tubería, por encima o por debajo de la presión normal, ocasionada por bruscas fluctuaciones del caudal (aceleración o desaceleración del agua en la tubería como consecuencia de las variaciones de carga en las turbinas). Enciclopedia CEAC de Electricidad.

⁸⁸ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

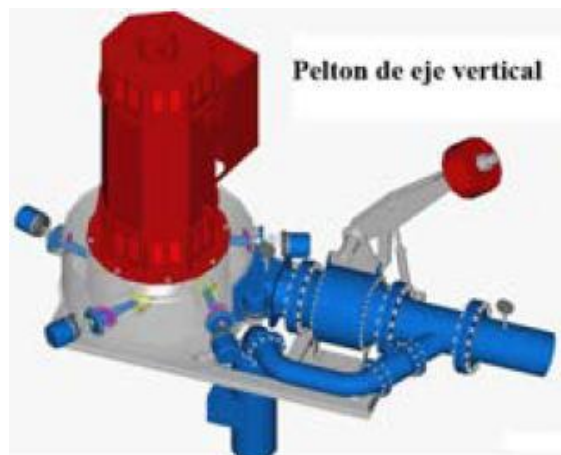


Figura 4.4 Pelton de cuatro toberas vertical⁸⁹

El rotor suele estar directamente acoplado al generador y situado por encima del nivel aguas abajo de la turbina. En la turbina Pelton el chorro incide, como puede verse en la figura 4.5, con un ángulo de 90° respecto al plano diametral del rodete.



Figura 4.5 Incidencia del chorro de agua en una turbina Pelton⁹⁰

El rendimiento de una turbina Pelton se mantiene elevado (85 a 90%), para caudales entre el 30% y el 100% del máximo, en turbinas de una sola tobera y, entre el 10% y el 100% para turbinas de dos o más toberas.

Algunos fabricantes de turbinas Pelton a nivel mundial son: Delta Delfini, Imocom (Ecuador); Tamanini Hydro (Italia); Andritz, EFG turbinenbau (Austria); WKV-AG (Alemania); Tellhow Sci-Tech (China).

⁸⁹ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

⁹⁰ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

- **Turbina Turgo**

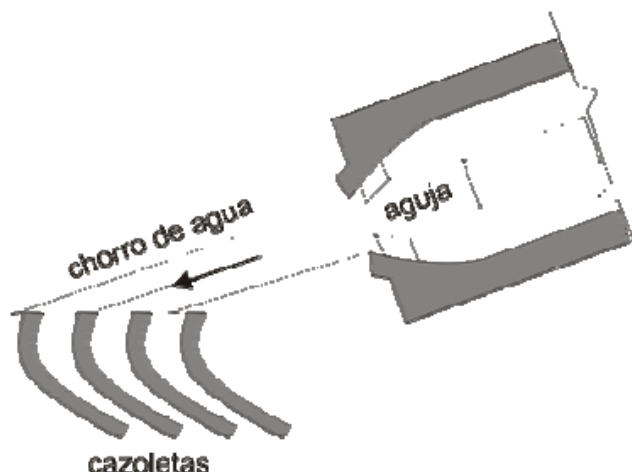


Figura 4.6 Esquema de una turbina Turgo.⁹¹

Como la Pelton, se trata de una turbina de acción, pero sus alabes tienen una distinta forma y disposición. El chorro incide con un ángulo de 20° respecto al plano diametral del rodete (Fig. 4.6), entrando por un lado del disco y saliendo por el otro. A diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes, de forma semejante a como lo hace el fluido en una turbina de vapor. Su menor diámetro conduce, para igual velocidad periférica, a una mayor velocidad angular, lo que facilita su acoplamiento directo al generador.

Su rendimiento es inferior al de una turbina Pelton o una Francis, y se mantiene entre límites aceptables para caudales entre el 20% y el 100% del máximo de diseño. Una turbina Turgo puede constituir una alternativa a una Francis si el caudal es muy variable o si la tubería forzada es muy larga, ya que el deflector evita el embalamiento cuando, trabajando a plena potencia hidráulica, desaparece súbitamente la carga exterior, y el golpe de ariete que, en ese caso, produciría el cierre de la admisión a la Francis.

Algunos fabricantes de turbinas Turgo son: WKV-AG (Alemania), Tellhow Sci-Tech (China).

⁹¹ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

- **Turbina de flujo cruzado**

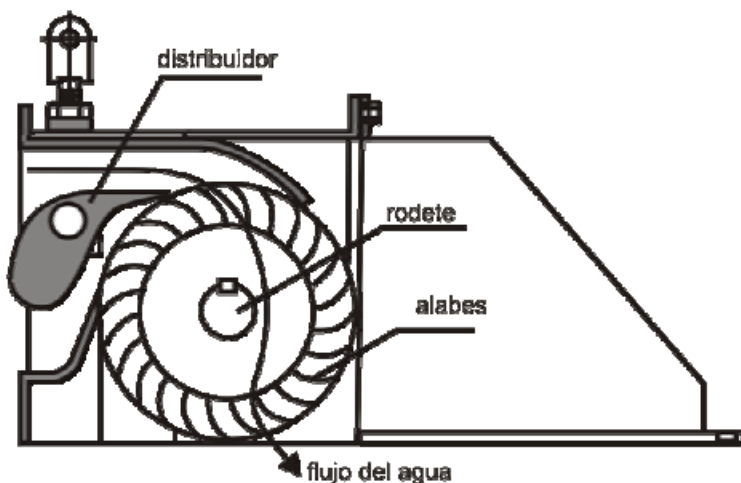


Figura 4.7 Esquema de una turbina de flujo cruzado⁹²

Esta turbina, es conocida también como Michell-Banki en recuerdo de sus inventores. Su rendimiento máximo es inferior al 87%, pero se mantiene entre límites aceptables (70 a 85%) para caudales entre el 46% y el 100% del caudal máximo de diseño.

El agua (figura 4.7) entra en la turbina a través de un distribuidor, y pasa a través de la primera etapa de alabes del rodete, que funciona casi completamente sumergido (incluso con un cierto grado de reacción). Después de pasar por esta primera etapa, el flujo cambia de sentido en el centro del rodete y vuelve a cruzarlo en una segunda etapa que es totalmente de acción. Ese cambio de dirección no resulta fácil y da lugar a una serie de choques que son la causa de su bajo rendimiento nominal. Su construcción es muy simple y consiguientemente requiere una baja inversión.⁹³

Algunos fabricantes de turbinas de flujo cruzado son: Ossberger (Alemania).

⁹² Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

⁹³ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

4.2.2.2 Turbinas de reacción

En una turbina de acción la presión del agua se convierte primero en energía cinética. En una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida.

Las turbinas de reacción explotan tanto la presión como la velocidad del flujo del agua generando las fuerzas que propulsan las palas y transformando la energía generada por la presión del agua, y la energía cinética de ésta, en energía de rotación en el eje que acoplado a un alternador genera también energía eléctrica. Se diferencia de las turbinas de acción porque tienen una o varias palas, que siempre están dentro del fluido.

Además, tienen un difusor divergente conocido como tubo de aspiración o descarga. Este convierte la energía cinética en energía de presión, aumentando la diferencia de presión entre la entrada y la salida del rodete. Se pueden diferenciar dos tipos: Francis y Kaplan.

- **Turbina Francis**

Son turbinas de reacción de flujo radial y admisión total, equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos. En las turbinas Francis rápidas la admisión es radial al eje y la salida es axial.

Las turbinas Francis pueden ser de cámara abierta (generalmente en saltos de poca altura, en cuyo caso suele ser mejor solución una Kaplan) o de cámara en espiral unida a la tubería forzada. La espiral está diseñada para que la velocidad tangencial del agua sea constante y el caudal que pasa por cada sección del caracol sea proporcional al arco que le queda por abastecer. Como se ve en la figura 4.8, el distribuidor tiene alabes directrices móviles, cuya función es regular el caudal que entra al rodete y el ángulo en que el agua incide sobre los alabes de este último. Los alabes distribuidores giran sobre su eje, mediante bielas conectadas a un gran anillo exterior que sincroniza el movimiento de todos ellos.

Estos alabes pueden utilizarse para cerrar la entrada del agua en casos de emergencia, pese a lo cual sigue siendo necesaria la válvula de mariposa que, en esos casos, cierra la entrada del agua a la espiral. El rodete transforma la energía hidráulica en energía mecánica y devuelve el agua al tubo difusor.



Figura 4.8 Turbina Francis de eje horizontal⁹⁴

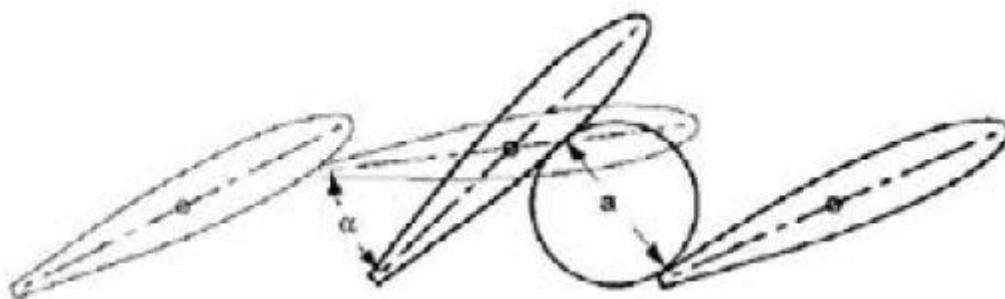


Figura 4.9 Esquema de funcionamiento de los alabes directores⁹⁵

El tubo de aspiración de una turbina de reacción tiene como objetivo recuperar la energía cinética del agua que sale del rodete. Como esta energía es proporcional al cuadrado de la velocidad, uno de los objetivos del tubo de aspiración es reducir la velocidad de salida, para lo cual se emplea un perfil cónico. Sin embargo el ángulo del cono tiene un límite, pasado el cual se produce la separación del flujo

⁹⁴ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

⁹⁵ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

del agua. El ángulo óptimo es 7° , pero para reducir la longitud del tubo, y consiguientemente su costo, en algunos casos el ángulo se aumenta hasta 15° .

*Cuanto menor sea el salto más importante será el papel del tubo de aspiración, ya que, al disminuir aquel (para potencia equivalente) aumenta el caudal nominal y por tanto las perdidas cinéticas correspondientes. Es fácilmente comprensible que, para un mismo diámetro del rotor, su velocidad aumenta si aumenta el caudal.*⁹⁶

Las turbinas Francis se caracterizan por rendimientos superiores al 90% en condiciones nominales, aunque inferiores que las Kaplan en cuanto a cargas parciales.

Algunos fabricantes de turbinas Francis son: Delta Delfini, Imocom (Ecuador), Tamanini (Italia), WKV-AG (Alemania), Andritz (Austria), Tellhow Sci-Tech (China).

- **Turbinas Kaplan y de hélice**

Son turbinas de reacción de flujo axial generalmente utilizadas en saltos de 2 a 40 m. Los alabes del rodete en las Kaplan son siempre regulables, mientras que los de los distribuidores, pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables la turbina es una verdadera Kaplan; si solo son regulables los del rodete, la turbina es una Semi-Kaplan. Cuando los alabes del rodete son fijos, la turbina se denomina de hélice. Se utilizan en aprovechamientos en los que tanto el caudal como el salto permanecen constantes, lo que las hace poco útiles en el caso de una pequeña hidráulica.

La doble regulación permite su utilización cuando el caudal y el salto varían en el tiempo; la turbina mantiene un rendimiento aceptable (65 a 90%) aun cuando el caudal varíe entre el 15% y el 100% del nominal de diseño. La semi Kaplan se adapta bien a variaciones del caudal (pueden trabajar entre el 30% y el 100% del caudal de diseño) pero es menos flexible cuando la altura de salto varía substancialmente.

⁹⁶ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

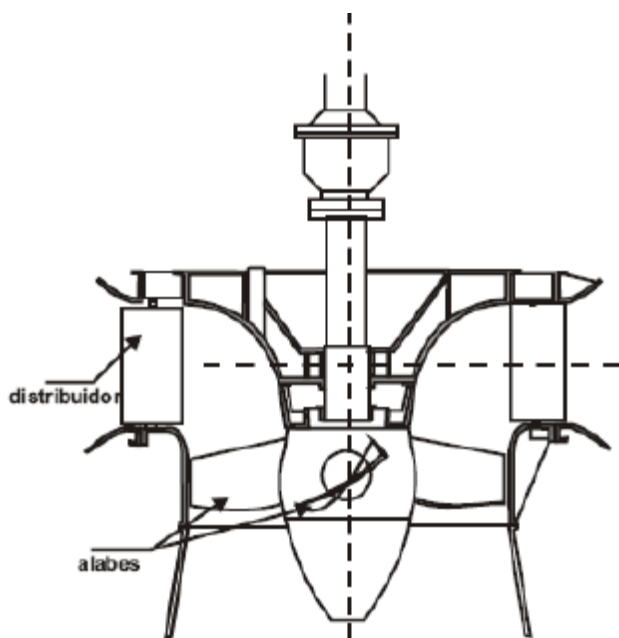


Figura 4.10 Esquema de una Kaplan de doble regulación⁹⁷

La figura 4.9 representa el esquema de una turbina Kaplan de eje vertical, de doble regulación. Los alabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manivelas, que son solidarias de unas bielas articuladas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina. Este desplazamiento es accionado por un servomotor hidráulico, con la turbina en movimiento.

La turbina bulbo es una derivación de las anteriores, caracterizada porque el agua pasa axialmente a través de alabes directrices fijos y porque el generador y el multiplicador (si existe) están contenidos en una carcasa estanca, con forma de bulbo, sumergida en el agua. La figura 4.10 muestra una turbina, en la que todo el equipo está alojado en un bulbo refrigerado por ventilación forzada con intercambiador aire-agua. Del bulbo salen solamente los cables eléctricos debidamente protegidos.⁹⁸

⁹⁷ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

⁹⁸ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

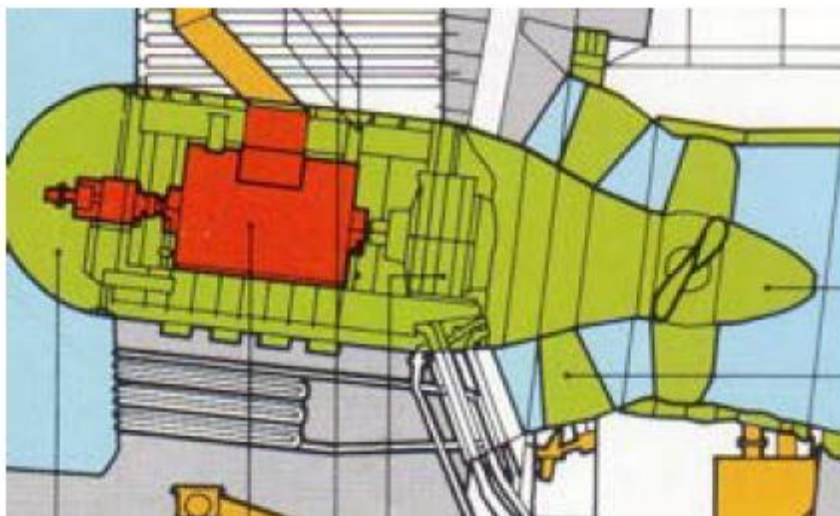


Figura 4.11 Sección transversal de una turbina bulbo⁹⁹

Algunos fabricantes de turbinas Kaplan y Hélice son: Delta Delfini, Imocom (Ecuador), Alstom (Francia), Chongqing (China), Ossberger (Alemania).

⁹⁹ Guía para el desarrollo de una pequeña hidroeléctrica, ESHA, 2006

4.2.3 Selección del tipo de turbina

La selección de la turbina hidráulica está basada en principio en función de la gráfica de rangos de utilización de turbinas basadas en caudal y el salto (figura 4.12 y tabla 4.2).

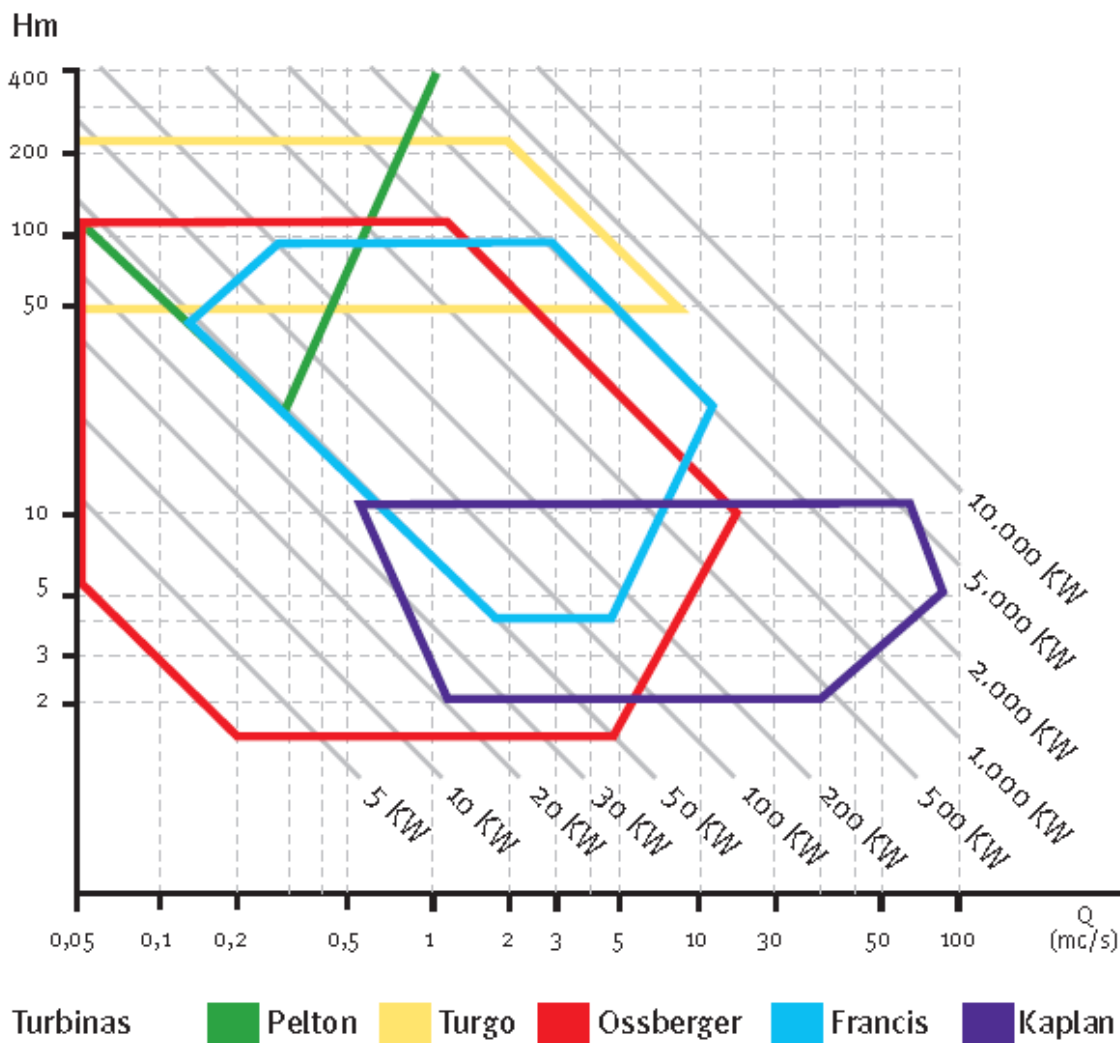


Figura 4.12 Rangos de utilización de diferentes tipos de turbinas.¹⁰⁰

¹⁰⁰ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Tipo de Turbina	Altura de salto en m	Caudal
Pelton	$30 < H_n < 1800$	0,05-50
Turgo	$15 < H_n < 300$	0,025-10
Michel-Banki	$1 < H_n < 200$	0,025-5
Francis	$2 < H_n < 750$	0,15-500
Kaplan y Hélice	$5 < H_n < 80$	1000

Tabla 4-2 Restricción de salto para diferentes turbinas.¹⁰¹

Se puede apreciar que, de acuerdo a la altura (70m) y caudal medio técnico (0,334) se puede utilizar los siguientes tipos de turbinas en el estudio:

- Pelton
- Turgo
- Francis
- Ossberger o flujo cruzado

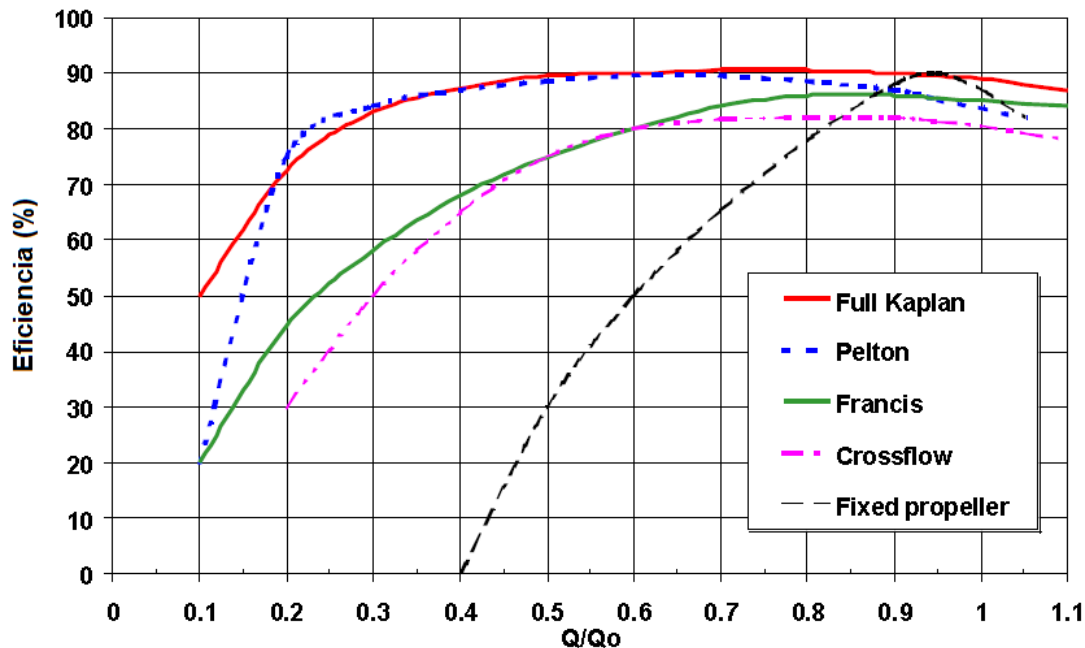


Figura 4.13 Rendimiento de las turbinas en función del caudal.¹⁰²

¹⁰¹ Manual de mini y microcentrales hidráulicas, ITDG-PERU, 1996

¹⁰² A Guide to UK Mni-Hydro Developments, BHA, 2005



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

También se debe tener en consideración el rendimiento de cada turbina para tener el máximo aprovechamiento posible de la instalación figura 4.12, ya que este varía de acuerdo a el caudal disponible según el tipo de turbina que se emplee en el diseño.

4.2.4 Velocidad específica

La velocidad específica constituye un excelente criterio de selección de turbinas, más preciso que el convencional y conocido de los rangos de utilización figura 4.12 y Tabla 4.2. También representa un elemento imprescindible para proyectar instalaciones eléctricas, pues da indicaciones precisas que permiten determinar las turbinas más adecuadas para un salto de altura y caudal conocidos. Aparte de esto, todos los tipos de turbinas se dividen según su número específico de revoluciones y ello constituye la base para establecer una serie de rodets y catálogos con todas las características que interesan en la construcción de las turbinas.

Se denomina velocidad específica de una turbina hidráulica a la velocidad a la cual trabajaría una turbina exactamente homologa (es decir, de la misma forma constructiva pero más reducida), desarrollando un potencia de 1 CV, bajo un salto de 1 m. Esta ecuación se expresa en la siguiente fórmula:

$$n_s = \frac{n * \sqrt{P}}{h * \sqrt[4]{h}} \quad rpm. \quad Ec. 4.2$$

Dónde:

n_s = *velocidad específica de la turbina en r.p.m.*

n = *velocidad de la turbina en r.p.m.*

P = *potencia de la turbina en C.V.*

h = *altura del salto en m*

La velocidad específica es un índice para determinar, en cada caso, cuál es el tipo de turbina más apropiado. En efecto, según pruebas experimentales efectuadas, las turbinas tienen buen rendimiento solo en ciertos límites de su velocidad específica. Por ello, dicha velocidad específica ha de servir de indicador para la elección de la turbina más conveniente en cada caso; y como las turbinas semejantes tienen el mismo rendimiento, la velocidad específica sirve de base a los constructores de turbinas para normalizar su construcción, según modelos reducidos que se ensayan en laboratorios adecuados.

Para dar una idea del significado físico de la velocidad específica, en la figura 4.13 se ha representado las dimensiones de 4 rodets de turbina, que corresponden a 4 turbinas distintas, que desarrollarían la misma potencia pero trabajando a distintas velocidades, bajo la misma altura de salto.

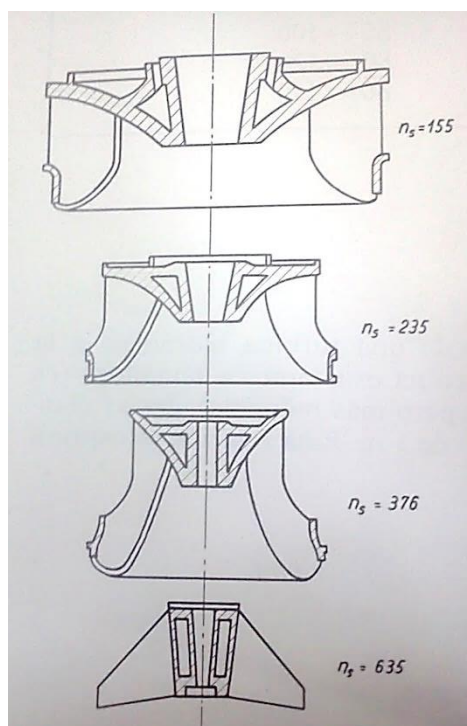


Figura 4.14 Dimensiones de 4 rodets de turbina que desarrollan la misma potencia, a la misma altura de salto, pero a distintas velocidades.¹⁰³

¹⁰³ Maquinas Motrices generadores de energía eléctrica, José Ramírez Vázquez, 1974



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Estos rodetes corresponden:

$n_s = 155$ Turbina Francis normal.

$n_s = 235$ Turbina Francis rápida

$n_s = 376$ Turbina Francis extrarrápida

$n_s = 635$ Turbina Kaplan rápida.¹⁰⁴

Teniendo en cuenta la altura del salto, potencia de la turbina y la velocidad, se obtiene una velocidad específica y un tipo de turbina, las cuales sirven de base para nuestro estudio. Tabla 4.3 y Tabla 4.4

Velocidad específica r.p.m.	Tipo de turbina	Altura del salto metros
Hasta 18	Pelton de una tobera	Hasta 800
De 18 a 25	Pelton de una tobera	De 800 a 400
De 26 a 35	Pelton de una tobera	De 400 a 100
De 26 a 35	Pelton de dos tobera	De 800 a 400
De 36 a 50	Pelton de dos tobera	De 400 a 100
De 51 a 72	Pelton de cuatro tobera	De 400 a 100
De 55 a 70	Francis muy lenta-Cámara forzada en espiral	De 400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta- Cámara forzada en espiral	De 200 a 100
De 120 a 200	Francis media- Cámara forzada en espiral	De 100 a 50
De 200 a 300	Francis rápida- Cámara cerrada	De 50 a 25
De 300 a 450	Francis ultrarrápida- Cámara abierta	De 25 a 15
De 400 a 500	Hélice ultrarrápida	Hasta 15
De 270 a 500	Kaplan lenta	De 50 a 15
De 500 a 800	Kaplan rápida	De 15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan ultrarrápida	Menos de 5

Tabla 4-3 Tipo de turbina más adecuado en función de la velocidad específica¹⁰⁵

¹⁰⁴ Maquinas Motrices generadores de energía eléctrica, José Ramírez Vázquez, 1974

¹⁰⁵ Centrales hidroeléctricas, Gaudencio Zoppetti Júdez, 1974



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Velocidad específica según el tipo de turbina	
$2 < n_s < 30$	Pelton de una tobera
$30 < n_s < 60$	Pelton de varias toberas
$60 < n_s < 200$	Francis lenta
$n_s = 200$	Francis normal
$200 < n_s < 450$	Francis rápida
$450 < n_s < 500$	Francis de varios rodets o Kaplan
$500 < n_s < 1350$	Kaplan

Tabla 4-4 Valores de n_s para diferentes tipos de turbinas.¹⁰⁶

4.2.5 Regulación de la Turbina

En aprovechamientos que suministran energía, el parámetro a controlar es la velocidad del rodete, relacionado directamente con la frecuencia. En principio existen dos enfoques para regular la velocidad de estos grupos: variar el caudal de entrada a la turbina o disipar el exceso de potencia eléctrica en bancos de resistencias. Al aumentar la demanda de energía, el generador se sobrecarga y frena la turbina.

En el primer enfoque, la regulación de la velocidad (frecuencia) se logra variando el caudal que entra a la turbina. Un sensor, mecánico o electrónico, detecta la variación de velocidad y manda a un servomotor que modifique la apertura de los alabes del distribuidor (y eventualmente del rodete) de forma que admita más agua, y por ende más potencia hidráulica, a fin de que la turbina pueda satisfacer el incremento de la demanda. Del mismo modo, al disminuir la carga la turbina se acelera y el sensor envía una señal de signo contrario para cerrar los alabes del distribuidor. Estos aparatos se conocen bajo el nombre de reguladores de velocidad.

En el segundo enfoque la turbina funciona con caudal constante y genera una potencia eléctrica constante. Si el sistema demanda menos energía, la turbina tiende a embalsarse; un sensor electrónico detecta el aumento de frecuencia y un

¹⁰⁶ Turbinas Hidráulicas, Pedro Fernández Díez



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

dispositivo, conocido como controlador de carga, procede a disipar el exceso de energía en un banco de resistencias, manteniendo constante la demanda.

Los reguladores que trabajan con arreglo al primer enfoque se construyen para toda la gama de potencias. Inicialmente fueron concebidos para grandes turbinas y luego rediseñados para las turbinas pequeñas. Los que trabajan con el segundo enfoque raramente sobrepasan el techo de los 100 KW.¹⁰⁷

4.2.6 Potencia Nominal

Para calcular la potencia nominal se ha partido de la curva de caudales disponibles para el río Miguir, aproximada mediante el caudal del río Llaviuco; y considerando también la altura y los rendimientos de cada turbina que se puede utilizar, determinadas en la sección 4.2.3; se ha obtenido una energía estimada anualmente, para un caudal determinado de diseño, el cual a su vez ha sido desarrollada para una serie de caudales de diseño probables; para a su vez determinar el caudal nominal, el cual corresponde al mayor beneficio energético económico generado al año.

En la tabla 4.6 se muestra, el cálculo de energía anual para una turbina tipo Pelton, desarrollada para una serie de caudales, que sirven para elegir el caudal nominal, correspondiente al que genera el mayor beneficio anual.

El mayor aprovechamiento de energía generada anual con una turbina Pelton es de 1759714,65 KWh/año, correspondiente a un caudal de 0,65 m³/s (correspondiente a un $Q_{0,54}$); caudal mayor al caudal medio 0,334 m³/s (correspondiente a un $Q_{44,66}$) del río Miguir (sección 4.2).

Sin embargo, el mayor beneficio económico, se obtiene con un caudal nominal de 0,45 m³/s (correspondiente a un Q_{22}), con una energía generada de 1661507,37 KWh/año.

¹⁰⁷ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Con el caudal nominal se procede a calcular la potencia nominal (256,48 KW), la velocidad específica (36,89 rpm), velocidad nominal (400 rpm) y tipo de turbina Pelton (Pelton de dos toberas). Los resultados se obtuvieron utilizando la ecuación 4,2 y tabla 4,3 y tabla 4.4.

Caudal (m3/s)	Energia (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b
0,33	1431501,41	188,09	654358,97	33,75%	3,25	2,34
0,45	1661507,37	256,48	707441,73	29,12%	3,82	2,14
0,65	1759714,65	370,47	614485,54	21,94%	5,20	1,78

Tabla 4-5 Factores técnicos y económicos para turbina Pelton. Elaboración propia



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia (KW)	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia (KW)	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia (KW)
0,1	499285,84	57,00	0,41	1602400,65	233,68	0,72	1755389,02	410,37
0,11	549214,42	62,70	0,42	1618481,19	239,38	0,73	1753923,89	416,07
0,12	599143,00	68,40	0,43	1633871,50	245,08	0,74	1752829,17	421,77
0,13	649071,59	74,09	0,44	1648498,48	250,78	0,75	1750996,51	427,47
0,14	699000,17	79,79	0,45	1661507,37	256,48	0,76	1749033,78	433,17
0,15	748928,75	85,49	0,46	1673435,81	262,18	0,77	1746330,91	438,87
0,16	798832,40	91,19	0,47	1684672,74	267,88	0,78	1744975,25	444,57
0,17	848096,31	96,89	0,48	1695383,43	273,58	0,79	1743369,57	450,27
0,18	896396,53	102,59	0,49	1705254,34	279,28	0,8	1741427,61	455,97
0,19	943331,13	108,29	0,5	1713844,75	284,98	0,81	1738776,52	461,67
0,2	989276,30	113,99	0,51	1721306,08	290,68	0,82	1736549,28	467,37
0,21	1033550,90	119,69	0,52	1728263,31	296,38	0,83	1734711,14	473,07
0,22	1076549,99	125,39	0,53	1734358,74	302,08	0,84	1732195,38	478,77
0,23	1118067,01	131,09	0,54	1739477,68	307,78	0,85	1729477,10	484,47
0,24	1157826,37	136,79	0,55	1743136,69	313,48	0,86	1726552,53	490,17
0,25	1195224,97	142,49	0,56	1747442,03	319,18	0,87	1723615,29	495,87
0,26	1231144,98	148,19	0,57	1750925,49	324,88	0,88	1721209,20	501,57
0,27	1265044,86	153,89	0,58	1753355,44	330,58	0,89	1717594,10	507,27
0,28	1296348,87	159,59	0,59	1755337,53	336,28	0,9	1715058,05	512,96
0,29	1326170,58	165,29	0,6	1756782,88	341,98	0,91	1711293,48	518,66
0,3	1354312,95	170,99	0,61	1758080,67	347,68	0,92	1708043,94	524,36
0,31	1381019,45	176,69	0,62	1758784,98	353,38	0,93	1704636,19	530,06
0,32	1406912,79	182,39	0,63	1759523,56	359,08	0,94	1701372,39	535,76
0,33	1431501,41	188,09	0,64	1759613,34	364,78	0,95	1697807,65	541,46
0,34	1455552,02	193,79	0,65	1759714,65	370,47	0,96	1694644,08	547,16
0,35	1479001,64	199,49	0,66	1759700,57	376,17	0,97	1690704,15	552,86
0,36	1501833,09	205,19	0,67	1759543,24	381,87	0,98	1688442,71	558,56
0,37	1523387,26	210,89	0,68	1759431,89	387,57	0,99	1684513,45	564,26
0,38	1544678,94	216,59	0,69	1758261,48	393,27	1	1681067,21	569,96
0,39	1564738,52	222,28	0,7	1758177,04	398,97			
0,4	1583589,70	227,98	0,71	1756851,91	404,67			

Tabla 4-6 Energía generada para una serie de caudales. Elaboración propia

El resumen del cálculo realizado para varias turbinas se expresa en la tabla 4.7. Los cálculos realizados para encontrar el mayor valor energético estimado, se encuentran en el Anexo 2.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Tipo de turbina	Energía anual KWh	Potencia KW	Caudal m ³ /s	VAN
Pelton de dos toberas	1661507,37	256,48	0,45	707441,73
Michell-Banki	1475557,89	225,24	0,41	631731,67
Francis media- Cámara forzada en espiral	1527883,40	233,48	0,40	653788,64

Tabla 4-7 Máximo aprovechamiento energético. Elaboración propia

4.2.7 Descripción de la instalación

Al realizar el cálculo respectivo de potencia y energía, teniendo en cuenta todas las restricciones y consideraciones antes mencionadas la turbina escogida para el diseño es una tipo Pelton de dos toberas, mediante la cual se ha obtenido el mayor aprovechamiento de energía, correspondiente al mayor beneficio económico, por la venta de energía.

De acuerdo con la topología del terreno, la instalación a realizar será una central minihidráulica de tipo de agua fluyente sin embalse regulador. Con captación de agua mediante una rejilla y limpiarejillas móvil para evitar la acumulación de cuerpos sólidos. El agua se conduce por un canal de poca pendiente hasta la cámara de carga, desde donde una tubería forzada la conduce a presión a la casa de máquinas con un desnivel neto de 70m, en donde se encuentra una turbina tipo Pelton de eje horizontal, con una potencia nominal de 256,48 KW, la frecuencia es la misma del sistema 60 Hz. A la salida de las turbinas el agua se restituirá al cauce natural mediante un canal de desagüe.

En el capítulo siguiente se explica el diseño de la instalación electro-mecánica, en donde se hace una breve descripción de los equipos necesarios en la central.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

4.3 GENERACION ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA

4.3.1 Descripción de la instalación

El diseño de la instalación estará compuesto de módulos fotovoltaicos fijos cuya orientación será al norte con un ángulo de 17 grados respecto al plano terrestre, esto debido a que con este ángulo se obtiene la mayor radiación (Ver tabla 4.7) y también facilita el mantenimiento; así también la instalación será fija, lo cual se justifica en el análisis económico del capítulo 6, donde se muestra que este tipo de configuración, para una instalación en el Ecuador, es mejor económicamente que la instalación que usa un seguimiento solar en dos ejes. La instalación deberá realizarse en el sitio que se muestra en la figura 4.14, debido a que en este lugar, relativamente plano, no se tendrá problemas por sombras, causadas ya sea por la zona montañosa o por los mismos módulos fotovoltaicos.



Figura 4.15 Ubicación del sitio para la instalación fotovoltaica.¹⁰⁸

¹⁰⁸Google Earth, Acceso 16 de mayo de 2013.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

4.3.2 Criterios de Dimensionamiento

Generalmente cuando se dimensiona un sistema fotovoltaico, el número y tipo de paneles fotovoltaicos se determina en base al recurso solar, al área disponible o a la potencia que se desea tenga la instalación, sin embargo para nuestro proyecto la potencia estará limitada por el 1 MW máximo para el sistema híbrido y en base al análisis económico del capítulo 6. Con los resultados obtenidos en el capítulo 6 sobre análisis económico, se ha diseñado la instalación para una potencia de 100 KW, considerando un VAN de 528393,68 dólares, TIR de 18,84%, así como también un periodo de recuperación de la inversión de aproximadamente 6 años, siendo este un parámetro fundamental desde el punto de vista del inversionista, pues lo que más le conviene al promotor de un proyecto es recuperar la inversión en el tiempo más corto.

Actualmente en el mercado existe un gran número de fabricantes de paneles solares, sin embargo para nuestros cálculos utilizaremos el panel solar marca Isofoton monocristalino cuyas características se detallan en el Anexo 3.5. Se utiliza este tipo de paneles debido a que tienen una aceptable eficiencia, además la marca Isofoton tiene varios años de experiencia y representación tanto a nivel latinoamericano como en el Ecuador. Por ejemplo, este tipo de paneles serán utilizados en la construcción del proyecto fotovoltaico de 50MW en la parroquia Calderón, cerca de la ciudad de Quito, proyecto que cuenta con la concesión otorgada por el CONELEC. La razón de usar paneles monocristalinos radica en que, *a nivel de experiencia, éstos tienen mejores rendimientos en climas fríos mientras que los policristalinos presentan mejores rendimientos en climas más cálidos.*¹⁰⁹

¹⁰⁹ www.sfe-solar.com/distribucion-venta-modulos-fotovoltaicos/ranking-comparativo-paneles/



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

4.3.3 Dimensionamiento de paneles en función del inversor

La selección y el número de inversores se basa en tres criterios: la tensión de compatibilidad, la compatibilidad de potencia y la compatibilidad de corriente. De estos tres criterios, el diseño de los inversores impondrá como conectar los módulos fotovoltaicos juntos.

4.3.3.1 Voltaje de Compatibilidad

Máxima Tensión admisible de entrada $V_{m\acute{a}x}$

Un inversor se caracteriza por una entrada máxima admisible de tensión $V_{m\acute{a}x}$. Si la tensión entregada por el PV es mayor que $V_{m\acute{a}x}$, el inversor resultará dañado.

Exceder el valor de $V_{m\acute{a}x}$ mediante el voltaje de entrada es también la única causa de daños en el inversor. Por otra parte, como se suman las tensiones de PV en serie, el valor de $V_{m\acute{a}x}$ por lo tanto, determinará el número máximo de módulos en serie. Esto, obviamente, dependerá de la tensión suministrada por los módulos fotovoltaicos. Se considera que la tensión suministrada por un PV es el voltaje de circuito abierto V_{oc} . Por lo tanto, el número máximo de módulos fotovoltaicos en serie se calcula por la siguiente ecuación simple:

$$N_{PV-serie} = ENT \left[\frac{V_{max}}{V_{oc} * 1.15} \right] \quad Ec. 4.3$$

Donde el coeficiente 1.15 es un factor de seguridad.

4.3.3.2 Seguimiento del punto máximo de potencia

También podemos calcular el número mínimo y máximo de módulos fotovoltaicos en serie de acuerdo a la tensión de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). El sistema de MPPT funciona solo para una gama de voltaje de entrada del inversor definido por el fabricante, indicado en la hoja de datos del inversor. Cuando la tensión de entrada del lado CC del inversor es menor que el voltaje mínimo de MPPT, el inversor continúa funcionando pero proporciona la potencia



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

correspondiente a la tensión mínima MPPT. Por lo tanto, debemos asegurarnos de que la tensión suministrada por la instalación fotovoltaica se encuentra en la gama de la tensión del inversor de MPPT que está conectado. Si este no es el caso, no habrá daños en el inversor, pero sólo una pérdida de potencia.

El número mínimo y máximo de los módulos fotovoltaicos en serie es calculado por la siguiente ecuación [9]:

$$N_{PV-minserie} = ENT \left[\frac{V_{mpp,min}}{V_{mpp} * 0.85} \right] \quad Ec. 4.4$$

$$N_{PV-maximoserie} = ENT \left[\frac{V_{mpp,max}}{V_{mpp} * 1.15} \right] \quad Ec. 4.5$$

El coeficiente de 1,15 es un coeficiente de aumento para el cálculo de la tensión MPP en $-20^{\circ} C$.

El coeficiente de 0,85 es un factor de reducción para calcular la tensión MPP en $70^{\circ} C$.

4.3.3.3 Compatibilidad con la Corriente

Debido a que las corrientes son sumadas cuando los paneles están en paralelo, el valor de la corriente $I_{máx}$ determinará el número máximo de paneles en paralelo. Esto, obviamente, dependerá de la corriente suministrada por un sistema fotovoltaico. En el diseño de dimensionamiento, se supone que la corriente suministrada por un sistema fotovoltaico es igual a la corriente de cortocircuito (I_{sc}) dada en la hoja de datos. El número máximo de paneles en paralelo se calcula por la siguiente ecuación:

$$N_{PV-paralelo} = ENT \left[\frac{I_{max}}{I_{sc} * 1.25} \right] \quad Ec. 4.6$$

Donde el coeficiente 1.25 es un factor de seguridad.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

*Tomando en cuenta todas estas consideraciones expuestas para el correcto dimensionamiento del inversor se procede a calcular el número de paneles, tanto en serie como en paralelo, tal como se muestra a continuación.*¹¹⁰

Para el cálculo se utilizan los siguientes parámetros del panel marca Isofoton. Ver Anexo 3.5.

- Tensión de máxima potencia (V_{mpp}) =29,4
- Máxima tensión de entrada de corriente continua en vacío (V_{cc})=1000 V
- Potencia pico de cada panel=225 W_p
- Tensión de circuito abierto V_{oc} =36,4 V
- Corriente de cortocircuito I_{sc} =8,33 A

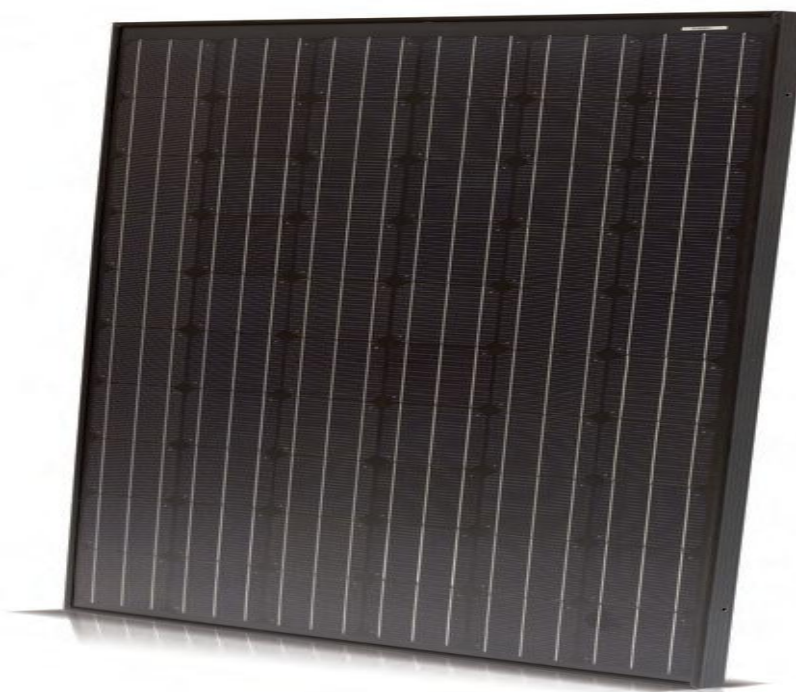


Figura 4.16 Modulo fotovoltaico marca Isofoton.¹¹¹

¹¹⁰Optimization of Photovoltaic Power Systems, Djamilia Rekioua; Ernest Matane, 2012

¹¹¹ www.isofoton.com



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

4.3.3.4 Cálculo del número mínimo y máximo de paneles en serie:

$$N_{PV-minserie} = ENT \left[\frac{V_{mpp,min}}{V_{mpp} * 0.85} \right] = ENT \left[\frac{450}{29,4 * 0.85} \right] = 18$$

$$N_{PV-maximoserie} = ENT \left[\frac{V_{mpp,max}}{V_{mpp} * 1.15} \right] = ENT \left[\frac{825}{29,4 * 1,15} \right] = 24$$

Una vez calculado el número de paneles máximo en serie, así como también el número mínimo de paneles en serie se procede a escoger un valor dentro de este rango de [18 a 24]. Para nuestro diseño escogeremos el valor de 23 paneles en serie. El valor de 23 paneles en serie se pudo haber calculado directamente mediante la ecuación 4.3 con lo cual se tendría el valor de 23 paneles.

Usando este valor podemos determinar la tensión en cada rama:

$$V_{rama} = N_s * V_{mp} = 23 * 29,4 = 676,2 V$$

4.3.3.5 Cálculo del número de paneles en paralelo:

El número de paneles en paralelo se calcula mediante la ecuación:

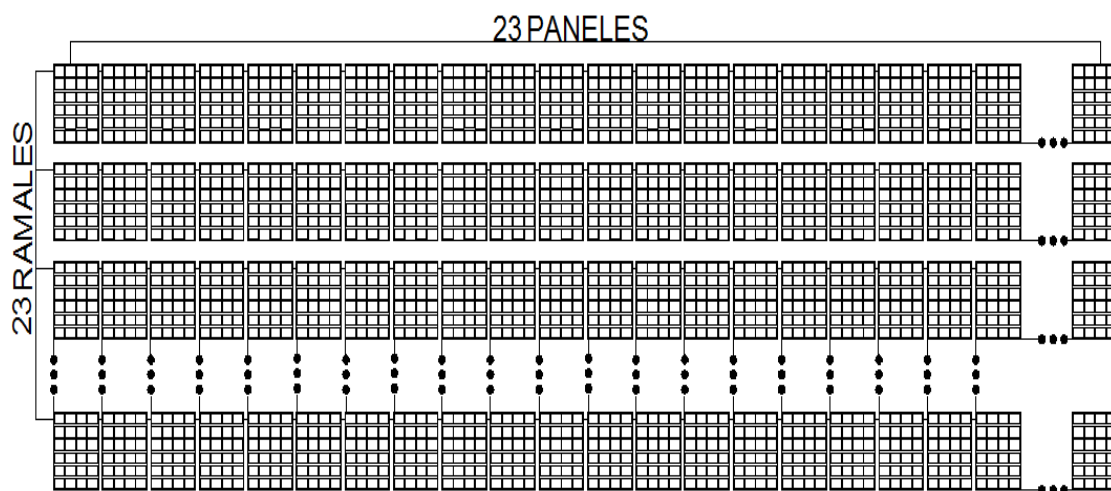


Figura 4.17 Conexión de la instalación fotovoltaica. Elaboración Propia

$$N_{PV-paralelo} = ENT \left[\frac{I_{max}}{I_{sc} * 1,25} \right] = ENT \left[\frac{245A}{8,33A * 1,25} \right] = 23$$

Con esta configuración, el número total de paneles de 225 Wp a ser instalados es de 529, para una potencia total estimada en 119 KWp.

4.3.4 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia entre módulos fotovoltaicos ha de ser la apropiada para cada tipo de paneles fotovoltaicos, ya que si no lo fuera, se harían sombras unos a otros. Para obtener la distancia mínima entre paneles fotovoltaicos, se tiene que considerar por un lado, las dimensiones de los paneles fotovoltaicos así como su inclinación. Por otro lado se debe tener en cuenta el ángulo con el que incide el rayo solar sobre la placa fotovoltaica (β). Éste es elegido según el día más desfavorable en cuanto a la altura solar y depende del uso de la instalación. Se considera que el día más desfavorable es el 21 de diciembre, de este modo se asegura que los paneles solares no se harán sombra. Este día tiene una altura solar mínima al mediodía de:¹¹²

$$h_0 = (90^\circ - \text{latitud}) - 23,5^\circ$$

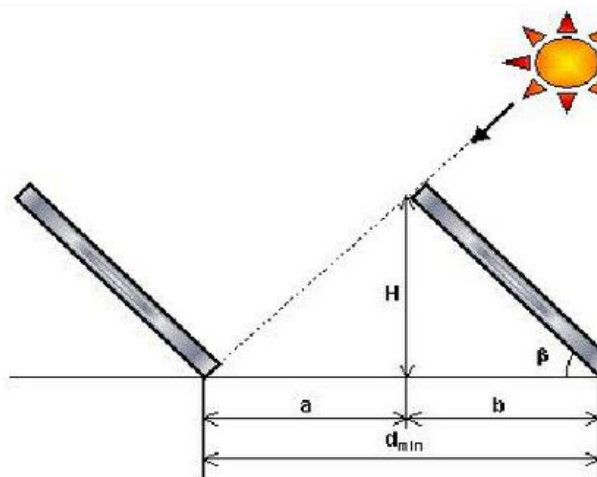


Figura 4.18 Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares.¹¹³

¹¹²Código Técnico Ecuatoriano CTE INEN XX: 2010

¹¹³ Diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red e integrada a un edificio industrial. Alfonso Raquel, 2006.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

En la figura vemos que la distancia, d , entre filas de los paneles tiene un valor de:

$$d = a + b = \frac{H}{\tan h_0} + \frac{H}{\tan \beta} = \frac{l \operatorname{sen} \beta}{\tan h_0} + \frac{l \operatorname{sen} \beta}{\tan \beta} \quad \text{Ec. 4.7}$$

La fórmula de la distancia mínima entre paneles queda así:

$$d_{\min} = l * \left(\frac{\operatorname{sen} \beta}{\tan h_0} + \cos \beta \right) \quad \text{Ec. 4.8}$$

Dónde:

- d_{\min} es la distancia entre módulos para evitar sombra
- l es la longitud del modulo
- h_0 altura solar en el mediodía del mes más desfavorable
- β es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal

En el caso de nuestro estudio será:

- Latitud del lugar:
- Altura solar al mediodía del mes más desfavorable

$$h_0 = (90^\circ - 2^\circ) - 23,5^\circ = 64,5 \quad \text{Ec. 4.9}$$

- Longitud del panel: $l = 1,56 \text{ m}$
- Inclinación optima de los paneles: $\beta = 17^\circ$

Por lo que la separación entre líneas de paneles será:

$$d_{\min} = 1,56 * \left(\cos 17^\circ + \frac{\operatorname{sen} 17^\circ}{\tan 64,5} \right) = 1,7 \text{ m}$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

La estructura de soporte y el sistema de fijación de los paneles fotovoltaicos deberán permitir las dilataciones térmicas sin afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

Además la estructura ha de soportar el peso de los paneles fotovoltaicos más las sobrecargas causadas por el viento o nieve. La estructura además, situara los módulos a una altura mínima de 15 cm del suelo con el objetivo de evitar problemas en caso de nevada, granizo o fuertes lluvias.

La cimentación de la estructura de soporte será mediante el empotramiento de las bases del soporte al suelo utilizando bloques de hormigón enterrados y tornillos roscados de acero inoxidable. La estructura de soporte así como las bases y el sistema de orientación serán de aluminio, evitando siempre que los topes de sujeción o la propia estructura arrojen sombras sobre los módulos¹¹⁴

Una vez calculado el número de módulos fotovoltaicos procedemos a calcular la energía mensual que se suministrará a la red por parte de los paneles.

4.3.5 Cálculo de la producción de Energía Fotovoltaica

Para calcular la energía que se generará mediante los paneles se necesita conocer los valores de radiación en el lugar, a más de los siguientes parámetros de la siguiente ecuación:

$$E_D \left(\frac{kWh}{día} \right) = kWp * G_{dm}(\alpha, \beta) * PR \quad Ec. 4.10$$

En donde:

KWp: es la potencia pico instalada.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: es el promedio mensual de radiación incidente sobre una superficie inclinada en el Ecuador (KWh/m²/día)

PR: es la pérdida global del sistema.

¹¹⁴Diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red e integrada a un edificio industrial, Alfonso Raquel, 2006.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Los valores de radiación para un lugar cercano con coordenadas 2° 45' 35,99" S y 79° 15' O se muestran en la siguiente tabla 4.7 y fueron obtenidos de la base de datos de la NASA mediante su página web: eosweb.larc.nasa.gov.

Promedio Mensual de Radiación Incidente Sobre una Superficie Inclínada en el Ecuador (kWh/m ² /día)													
Lat -2,76 Lon -79,25	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media Anual
SSE HRZ	4,49	4,59	5,04	4,91	4,51	4,18	4,01	4,5	4,74	4,51	4,72	4,71	4,58
K	0,43	0,43	0,47	0,48	0,47	0,46	0,43	0,46	0,46	0,43	0,45	0,46	0,45
Difusa	2,22	2,32	2,33	2,15	1,97	1,88	1,94	2,08	2,25	2,31	2,22	2,16	2,15
Directa	3,37	3,26	3,82	3,98	3,85	3,59	3,19	3,56	3,52	3,12	3,67	3,83	3,56
Angulo 0º	4,42	4,53	4,97	4,85	4,46	4,13	3,96	4,44	4,68	4,45	4,65	4,64	4,52
Angulo 2º	4,45	4,54	4,97	4,87	4,5	4,18	4	4,47	4,69	4,46	4,68	4,67	4,54
Angulo 17	4,52	4,53	4,82	4,92	4,7	4,43	4,19	4,58	4,62	4,41	4,74	4,79	4,60
Angulo 90	2,31	2,04	1,66	2,3	2,71	2,78	2,54	2,37	1,83	1,88	2,32	2,51	2,27
Opt	4,53	4,56	4,97	4,93	4,72	4,48	4,22	4,58	4,69	4,46	4,74	4,79	4,64
Angulo Opt.	15	9	0	13	23	27	24	17	5	6	14	18	14,25

Tabla 4-8 Promedio de Radiación Incidente Sobre una Superficie Inclínada en el Ecuador (KWh/m²/día).¹¹⁵

A continuación se dan las definiciones de cada uno de los valores que se muestran en la tabla anterior:

SSE HRZ: Es el promedio mensual de la radiación solar total incidente sobre una superficie horizontal en la superficie de la tierra durante un mes determinado, en promedio para ese mes en el período de 22 años (desde julio 1983 hasta 06 2005).

Índice de Claridad K: Es el promedio mensual de la radiación solar total incidente sobre una superficie horizontal en la superficie de la tierra dividida por el promedio mensual de insolación entrante en la parte más alta de la atmosfera , en promedio para ese mes en el período de 22 años.

Radiación Difusa: Es el promedio mensual de la radiación solar incidente para un mes determinado en una superficie horizontal en la superficie de la tierra en

¹¹⁵ eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

todas las condiciones de cielo con la radiación directa del haz del sol bloqueada por una banda de sombra o disco de seguimiento, en promedio para ese mes en el periodo de 22 años.

Radiación Directa: *Es el promedio mensual de radiación directa incidente normal en una superficie normal orientada a la radiación solar durante un mes, en promedio para ese mes en el período de 22 años.*

Opt: *El promedio mensual de la radiación solar total incidente sobre una superficie inclinada con un ángulo óptimo respecto a la horizontal y apuntando hacia el ecuador.*

Angulo Óptimo: *Es el ángulo relativo a la horizontal para el cual el promedio de radiación solar mensual total es un máximo.*¹¹⁶

4.3.6 Rendimiento de los módulos fotovoltaicos

4.3.6.1 Pérdidas por el punto de trabajo

En esta instalación las pérdidas se limitaran y serán como máximo de un 2 %. Por ende el rendimiento de punto de trabajo será:

$$\eta_{pt} = 0,98$$

4.3.6.2 Pérdidas por temperatura

El rendimiento por funcionamiento a temperaturas de las condiciones normales se calcula según las ecuaciones siguientes.

$$\eta_{tem} = 1 - C_T(T_C - 25) \quad Ec. 4.11$$

$$T_C = T_a + 1,25(NOCT - 20) \quad Ec. 4.12$$

$$C_T = \Delta I_{SC,T} \Delta V_{OC,T} \quad Ec. 4.13$$

¹¹⁶eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Donde T_c es la temperatura de la celda a una irradiación de 1000 W/m^2 , T_a es la temperatura ambiente y $NOCT$ es la temperatura de operación normal de la celda que viene especificada en las hojas técnicas del proveedor. C_T es el coeficiente de variación de la potencia por funcionamiento a temperaturas diferentes de los estándares de prueba. En caso de no disponer de este valor se puede asumir el valor de 0,005.¹¹⁷

Mes	Temp. Med. Diurna °C	NOCT(°C)	Ct	Temp. Célula (°C)	Dif. Temp. 25°C	Rendimiento Temperatura
Enero	6,3	45	0,005	37,550	12,550	0,937
Febrero	6,06	45	0,005	37,310	12,310	0,938
Marzo	6,34	45	0,005	37,590	12,590	0,937
Abril	6,92	45	0,005	38,170	13,170	0,934
Mayo	7,55	45	0,005	38,800	13,800	0,931
Junio	7,9	45	0,005	39,150	14,150	0,929
Julio	8,74	45	0,005	39,990	14,990	0,925
Agosto	9,33	45	0,005	40,580	15,580	0,922
Septiembre	8,99	45	0,005	40,240	15,240	0,924
Octubre	8,48	45	0,005	39,730	14,730	0,926
Noviembre	7,79	45	0,005	39,040	14,040	0,930
Diciembre	6,58	45	0,005	37,830	12,830	0,936
Media	7,58	45	0,005	38,832	13,83	0,931

Tabla 4-9 Rendimiento por temperatura. Elaboración Propia

4.3.6.3 Pérdidas por distorsión:

Las pérdidas por distorsión se deben a que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos en cuanto a su potencia nominal, con lo que pueden registrar desviaciones respecto al valor teórico de hasta un $\pm 10\%$.

¹¹⁷Código Técnico Ecuatoriano CTE INEN XX: 2010



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

En el catálogo de los módulos fotovoltaicos se indica que la desviación con respecto a la potencia máxima escogida es menor al 2 %, por lo tanto el rendimiento por distorsión es:

$$\eta_{dis} = 0,98$$

4.3.6.4 Pérdidas por suciedad:

Las pérdidas por acumulación de polvo en los módulos pueden oscilar entre un valor nulo después de llover y el 8% cuando están muy sucios.

Para el presente estudio tomaremos un valor de 3% de pérdidas, y por lo tanto un rendimiento de:

$$\eta_{pol} = 0,97$$

4.3.6.5 Pérdidas por sombreado

No se tendrán pérdidas de este tipo debido a que se considera que los paneles fotovoltaicos tendrán una inclinación constante de 17° y en su entorno no existe ningún elemento capaz de causar sombras considerables. Por lo tanto la $\eta_{sombras}$:

$$\eta_{sombras} = 1$$

Rendimiento del resto del sistema

4.3.6.6 Rendimiento del inversor

El rendimiento de un inversor varía en función de su calidad, forma de onda, régimen de trabajo, etc. En nuestro caso el rendimiento del inversor es:

$$\eta_{inv} = 0,98$$

4.3.6.7 Rendimiento del cableado

Las pérdidas máximas en el cableado han de ser de un 2% en la parte de corriente alterna y de un 1.5% en la parte de continua (DC).



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Para fin de nuestro cálculo tomamos que la

$$\eta_{cab} = 0,96$$

4.3.6.8 Rendimiento del transformador

En término medio, esta pérdida oscilara entre un 2 y un 3 %, con lo que el rendimiento del transformador η_{trafo} será:

$$\eta_{trafo} = 0,97$$

4.3.6.9 Rendimiento global del sistema

Una vez analizados todos los rendimientos se puede calcular el rendimiento global (PR) que se prevé tenga nuestra instalación a partir de la siguiente ecuación:

$$PR = \eta_{pt} \cdot \eta_{tem} \cdot \eta_{dis} \cdot \eta_{pol} \cdot \eta_{somb} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{cab} \cdot \eta_{trafo} \cdot \eta_{otros} \quad Ec. 4.14$$

4.3.6.10 Rendimiento de Paneles Fijos

Luego de multiplicar los rendimientos de nuestro sistema para una inclinación fija de 17^0 el valor de PR es de 0,75 o lo que es lo mismo un rendimiento energético de 75 % sobre la potencia teórica de la instalación.

4.3.7 Horas pico solar (HPS):

Para calcular este valor hay que dividir la radiación total incidente sobre el panel (KWh/m^2 año) entre $1 KWh/m^2$.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Gdm (17°C)			
Mes	Días	Diaria [KWh/m2]	Mensual [KWh/m2]
Enero	31	4,52	140,12
Febrero	28	4,53	126,84
Marzo	31	4,82	149,42
Abril	30	4,92	147,6
Mayo	31	4,7	145,7
Junio	30	4,43	132,9
Julio	31	4,19	129,89
Agosto	31	4,58	141,98
Septiembre	30	4,62	138,6
Octubre	31	4,41	136,71
Noviembre	30	4,74	142,2
Diciembre	31	4,79	148,49
Total anual [KWh/m2]	365		1680,45

Tabla 4-10 Radiación total incidente en un año sobre los paneles.¹¹⁸

Las horas pico para la instalación vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$H_{ps} = \frac{G_{dm}(17^\circ) * \left[\frac{kWh}{m^2 \text{ año}} \right]}{1 \frac{kW}{m^2}} = \frac{1680,45}{1} = 1680,45 \frac{h}{\text{año}} \quad \text{Ec. 4.15}$$

Esto quiere decir que si el año tiene 8760h, este valor de Hps supone un 19,2 del tiempo total de horas al año.

¹¹⁸ www.eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

4.3.8 Producción eléctrica del generador fotovoltaico (E_D)

Una vez conocido el valor del Performance Ratio (PR), procedemos a calcular la producción de energía eléctrica, conociendo el valor de la radiación solar incidente $G_{dm}(\alpha, \beta)$ correspondiente para nuestro sistema mediante la ecuación 4.10 la que es igual:

$$E_D \left(\frac{kWh}{día} \right) = kWp * G_{dm}(\alpha, \beta) * PR$$

Mes	Días	Pot. Instalada [kWp]	Orientación Fija a 17 grados			
			$G_{dm}(\alpha, \beta)$ [kWh/día m ²]	PR(a,B)	ED [Kwh/día]	ED [Kwh/mes]
Enero	31	119	4,52	0,76	411,439	12754,596
Febrero	28	119	4,53	0,77	412,877	11560,550
Marzo	31	119	4,82	0,76	438,653	13598,237
Abril	30	119	4,92	0,76	446,368	13391,034
Mayo	31	119	4,7	0,76	424,970	13174,082
Junio	30	119	4,43	0,76	399,804	11994,128
Julio	31	119	4,19	0,75	376,435	11669,495
Agosto	31	119	4,58	0,75	410,161	12714,999
Septiembre	30	119	4,62	0,75	414,506	12435,187
Octubre	31	119	4,41	0,76	396,757	12299,473
Noviembre	30	119	4,74	0,76	428,035	12841,042
Diciembre	31	119	4,79	0,76	435,364	13496,295
Producción Energética anual [KWh]						151929,12
Ratio [KWh/kWp]						1276,71527

Tabla 4-11 Producción de energía eléctrica mensual y anual. Elaboración propia

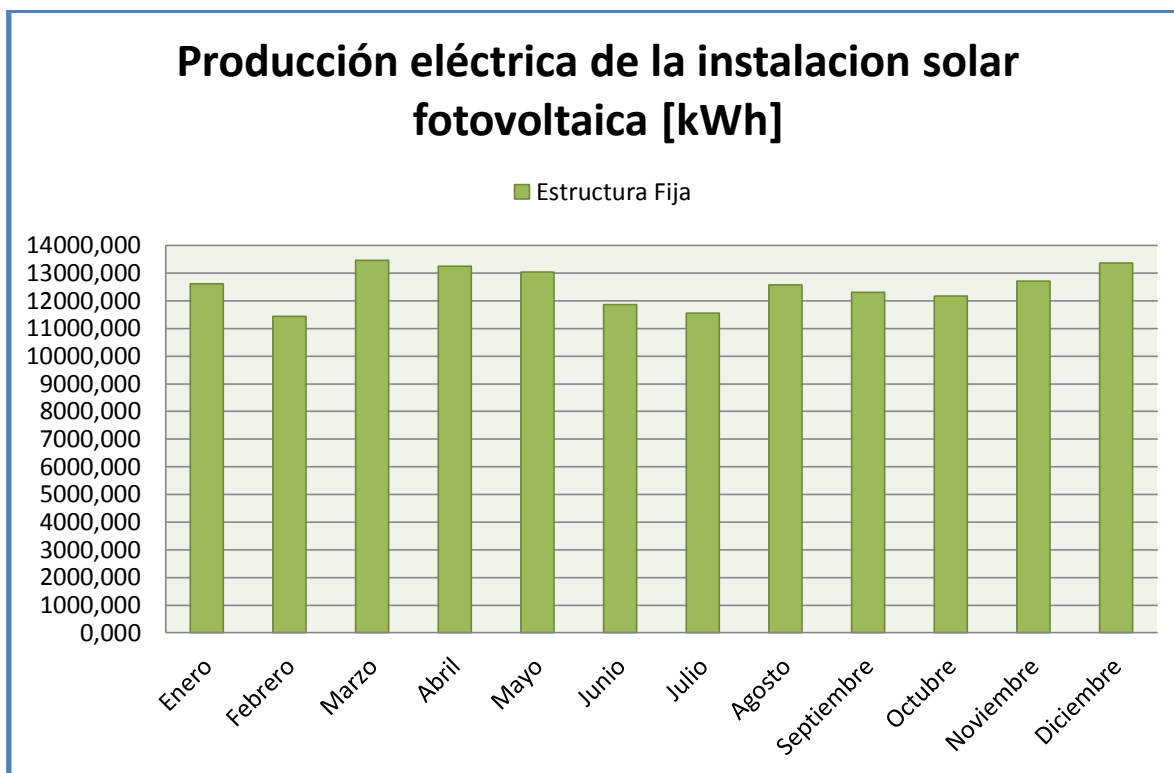


Figura 4.19 Producción eléctrica de la instalación fotovoltaica. Elaboración propia

Tensión máxima de línea:

Según las características de los módulos de Isofoton (225Wp), la tensión en punto de máxima potencia es de 29,4 V por módulo. Por lo tanto, con los 23 módulos conectados en serie, tendremos:

$$\text{Tensión de máxima potencia de línea } 29,4 \text{ V} * 23 = 676,2 \text{ V}$$

Comprobación del dimensionamiento

El inversor que se ha considerado es el inversor marca ABB modelo PVS800, debido a su alto rendimiento de 98%. Las principales características se muestran a continuación (Remitirse al Anexo 3.6 para más detalles):



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Potencia de salida CA nominal ($P_{CA, nom}$) = 100 KW.

Rango de tensión CC, mpp (V_{mpp}) = 450 a 825 V

Tensión CC máx. (V_{max}) = 1000V

Intensidad de CC máx. ($I_{sc, máx.}$) = 245 A

El diseño de la configuración de los paneles con el inversor debe cumplir las condiciones siguientes:

Condición I

- Margen de tensión del inversor: 450V-825V
- Suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de todos los módulos de la rama: 676,2 V

Al ser $450V < 676,2V < 825V$, se cumple la condición I

Condición II

- Corriente máxima de entrada al inversor : 245 A
- 23 módulos en paralelo nos da una corriente de: $23 * 8,33 = 191,59$ A

$191,59 A < 245 A$, se cumple la condición II

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal

La potencia nominal de la instalación no es la suma de las potencias de los módulos que la componen, sino la de los inversores que se encargan de transformar la electricidad de corriente continua a alterna. Ya que la potencia máxima de salida de nuestro inversor es de 100kW, la potencia nominal de la instalación fotovoltaica será de 100KW; en tanto que la potencia pico será de 119 KW tal como se mencionó en la sección 4.3.2.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Área necesaria para la instalación

Se realiza un cálculo aproximado considerando que por cada KWp se necesita una superficie de $20m^2$ ¹¹⁹. Por lo tanto como la potencia pico de nuestra instalación será de 119 KWp, se necesitaría de una superficie de $119 \times 20 = 2380 m^2$ para la implementación de nuestra instalación.

En la siguiente tabla se resume las características del diseño de la instalación.

Características de la Instalación Fotovoltaica	
Superficie necesaria para la instalación	2380m ²
Potencia Pico de la instalación	119KWp
Potencia Nominal de la instalación	100KW
# de paneles en serie	23
# de paneles en paralelo	23
Marca del Panel	Isofoton
Marca del inversor	ABB

Tabla 4-12 Características de la Instalación Fotovoltaica. Elaboración Propia

¹¹⁹ Instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos marginales. J. V. Muñoz, D. L. Talavera, J. Aguilera y J. Terrados, 2011



CAPITULO V

CAPITULO QUINTO

5 DISEÑO ELÉCTRICO DE LA INSTALACIÓN

Esta sección tiene por objetivo dar una breve descripción de las características del generador a utilizar (que junto con la turbina son los elementos más importantes de la generación hidroeléctrica), selección de tensión, tipo de excitación, regulador de tensión, transformador de tensión, elementos de control, regulación y protección, automatización, telecontrol y servicios auxiliares; así como también las características de equipos como inversores, centros de transformación, protecciones y otros elementos necesarios para la generación fotovoltaica.

5.1 EQUIPAMIENTO HIDROELÉCTRICO

La tecnología desarrollada hasta ahora en el área de la energía hidroeléctrica es muy avanzada, ya que se han aplicado los avances logrados en los últimos 150 años. Las turbinas y el resto de equipos de una central presentan actualmente una alta eficiencia, cubriendo toda la gama de caudales desde 0,1 a 500 m³/s, pudiendo utilizarse hasta 1.800 m de salto neto con buenos rendimientos mecánicos. Los equipos asociados, como reguladores de velocidad, son de tecnología electrónica, lo que permite alcanzar una gran precisión en la regulación y el acoplamiento de grupos; y el control y regulación de las turbinas se gestiona por autómatas programables de última generación.¹²⁰

¹²⁰ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

5.1.1 Generador

El generador tiene como trabajo transformar en energía eléctrica, la energía mecánica suministrada por la turbina. El generador puede ser de corriente continua, utilizado anteriormente; o de corriente alterna, utilizado con mayor frecuencia en la actualidad.

El generador basa su funcionamiento en la inducción electromagnética. El principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.

El generador, o alternador, está compuesto de dos partes fundamentales:

- *Rotor o inductor móvil. Su función es generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.*
- *Estatore o inducido fijo. Sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable.*

El generador puede ser de dos tipos: síncrono o asíncrono.

5.1.1.1 Generador síncrono

En este tipo de generador la conversión de energía mecánica en energía eléctrica se produce a una velocidad constante, llamada velocidad de sincronismo, que viene dada por la expresión:

$$N_s = \frac{60 * f}{p} \quad \text{Ec. 5.1}$$

En donde:

N_s = velocidad de sincronismo expresada en rpm

f = frecuencia en Hz

p = número de pares de polos del generador

Las bobinas arrolladas crean el campo magnético en los polos del rotor. Para que esto ocurra, por estas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para

producir esta corriente continua pueden emplearse diferentes sistemas de excitación, sección 5.1.3

5.1.1.2 Generador asíncrono



Figura 5.1 Generador síncrono marca WEG¹²¹

Debido a la simplicidad, robustez y bajo costo de los clásicos motores eléctricos, éstos han venido utilizándose como generadores eléctricos sobre todo en centrales de pequeña potencia. Para ello es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo. Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador. Es importante que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña, para reducir las pérdidas en el cobre del rotor.

El generador toma la corriente de la red para la creación del campo magnético. También es necesaria la colocación de una batería de condensadores que compense la energía reactiva generada.

El uso de este tipo de generadores no precisa regulador de velocidad en la turbina. Para arrancar el grupo se abre el distribuidor de la turbina hasta que se llega a una velocidad superior a la de sincronismo (aunque próxima a la misma) y en este momento se conecta a la red por medio de un interruptor automático.¹²²

¹²¹ www.weg.net

¹²² Mini centrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

5.1.2 Potencia del Alternador

La potencia del alternador se debe realizar tomando en relación el factor de potencia, corriente, frecuencia, velocidad de rotación, disposición de las bobinas, y la potencia a generar. Como también el máximo valor de potencia está limitado por la temperatura admisible por el tipo de aislamiento y un margen de seguridad del mismo.

La potencia en KW debe ser equivalente a la potencia máxima en HP especificada para la turbina. La potencia en KVA debe ser igual a la potencia en KW dividida por el $\cos \varphi$, debiendo ser determinado este factor de maneja que no encarezca demasiado la construcción del alternador ni disminuya excesivamente la potencia útil generada. Generalmente, los alternadores acoplados a turbinas hidráulicas se especifican con $\cos \varphi$ comprendidos entre 0,8 y 0,9. Un $\cos \varphi$ mayor de 0,9 resulta demasiado costoso y uno menor de 0,8 exige un campo inductor muy fuerte.¹²³

Con los datos de altura (70m) y caudal medio (0,334 m³/s), se obtuvo una potencia teórica de 206,42 KW una energía generada de 1808256,89 KWh/año; pero al desarrollar un estudio se determinó que con un caudal de 0,45 m³/s (sección 4.2.6), se obtiene un mayor beneficio con una potencia (256,48 KW) y energía (1661507,37 KWh/año) con una turbina Pelton de dos toberas, los cuales nos servirán para el dimensionamiento del alternador.

La potencia generada es de 256,48 KW que equivale a 348,72 CV y a 344 HP; por lo tanto la potencia del alternador es de 334 KW, con un factor de potencia de 0,85 resulta una potencia de 393 KVA.

¹²³ Apuntes de clase, Centrales Eléctricas, Ing. Iván Ortega, 2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Características del generador:

- ✓ Potencia: 393 KVA, a 3896 msnm
- ✓ Número de fases: 3 fases
- ✓ Frecuencia: 60 Hz
- ✓ Tensión: 480 V
- ✓ Tensión de CC: 120 V
- ✓ Número de polos: 18 polos, 9 pares de polos
- ✓ Velocidad: 400 rpm
- ✓ Factor de potencia: 0,85⁻
- ✓ Calentamiento: 55°- 65°C
- ✓ Eficiencia: 93 - 98%
- ✓ Eje: Horizontal
- ✓ Corriente: 363 A
- ✓ Tipo: Sincrónico, uso continuo

El tipo de generador a usar, de marca WEG, con las especificaciones indicadas se puede ver en el anexo 3.2

5.1.3 Selección de Voltaje

Recientemente ha aparecido en el mercado, un generador de velocidad variable y frecuencia constante (VSG), ya empleado en turbinas eólicas, con el que la turbina puede girar a velocidad variable, manteniendo constantes la tensión y la frecuencia. De esta forma la turbina puede girar siempre a la velocidad asociada al caudal que turbina, aumentando el rendimiento y reduciendo el coste. Estos sistemas permiten «sincronizar» el generador con la red, aún antes de haber comenzado a girar. La clave del sistema reside en el uso de un convertidor serie-resonante en conjunción con una máquina doblemente alimentada. Sus únicas limitaciones, por el momento, son su potencia máxima que es muy baja, y su elevado precio.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

La tensión de generación viene determinada por la potencia del generador. Lo normal es generar a 380 V hasta 1.400 kVA y a 6000/6600 V para potencias mayores. La generación a 380 V tiene la ventaja de poder emplear como transformadores del grupo, transformadores normalizados de distribución, y de poder extraer del secundario, la potencia necesaria para los servicios auxiliares de la central. Las turbinas de algunos MW de potencia utilizan alternadores que generan a una tensión más elevada. Cuando se genera en alta tensión la potencia para los servicios auxiliares se extrae de la línea a través de un transformador AT/BT.

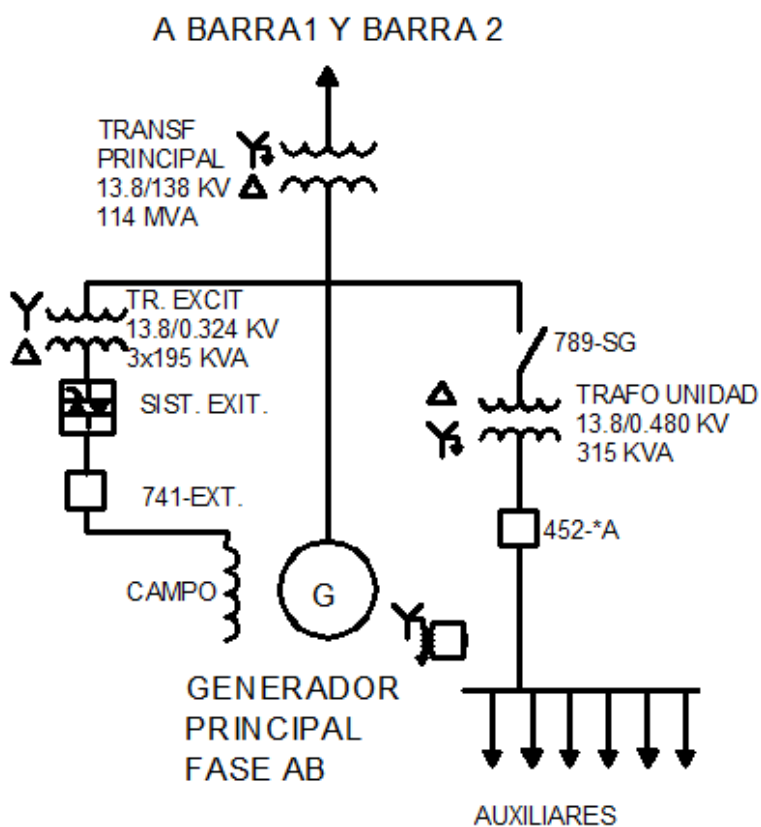


Figura 5.2 Diagrama unifilar con voltajes de generación ¹²⁴

¹²⁴ Pasantías CELEC, Sala de operación Molino, 2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

5.1.4 Excitación

Para proporcionar excitación a un generador síncrono se hace circular una corriente continua por el circuito de los polos inductores, lo que representa entre el 0,5% al 1% de la potencia útil del generador. Aunque la tendencia es a utilizar excitatrices estáticas aún existen excitatrices rotativas.

5.1.4.1 Excitatrices rotativas de corriente continua

Los inducidos de la excitatriz principal y auxiliar van montados sobre el eje del generador principal. Utilizando dos excitatrices en cascada se amplifica la potencia y se regula la tensión, actuando sobre un circuito de poca potencia.

5.1.4.2 Excitatrices de corriente alterna sin escobillas

Se utiliza un pequeño generador de corriente alterna cuyo inducido va montado en el rotor del generador principal. La corriente se rectifica mediante un rectificador estático, eliminándose el problema de mantenimiento de las escobillas. La tensión se regula mediante un equipo electrónico que actúa sobre la excitación de la excitatriz.

5.1.4.3 Excitatrices estáticas

La corriente de excitación se extrae de los terminales del generador principal, mediante un transformador. Esta corriente se rectifica mediante un equipo electrónico y se conecta en el bobinado de excitación rotórica del generador, gracias a un sistema de escobillas y anillos rozantes. Cuando el generador arranca no hay tensión en bornes y por lo tanto no se dispone de corriente de excitación. Los magnetismos remanentes, ayudados si es necesario por una batería, permiten iniciar el funcionamiento, que se normaliza inmediatamente en cuanto la tensión en bornes alcanza un valor modesto. Estos equipos exigen menos mantenimientos, tienen buen rendimiento y la velocidad de respuesta del generador, ante las oscilaciones de tensión, es muy buena.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

El tipo de excitación será el de excitatrices estáticas. Para el cálculo de la potencia de la excitación se usa la siguiente fórmula

$$p = 10 \left(\frac{P}{n} \right)^{0,5}$$

5.1.5 Regulador de tensión

5.1.5.1 Generadores asíncronos

Un generador asíncrono necesita, para asegurar su magnetización, tomar una cierta potencia reactiva de la red. La red es también la que marca la frecuencia, y el generador aumenta su deslizamiento a medida que aumenta la potencia suministrada por la turbina.

El generador asíncrono presenta la ventaja adicional de no necesitar excitatriz, lo que simplifica el equipo y facilita las maniobras secuenciales de arranque. Para ello se actúa sobre la admisión de la turbina, acelerándola ligeramente por encima de su velocidad de sincronismo, momento en el que un sensor de velocidad da la orden de cierre del interruptor de línea. El generador pasa rápidamente de la velocidad de hipersincronismo, a la necesaria para que se igualen los pares motor y resistente en la zona de funcionamiento estable.

5.1.5.2 Generadores síncronos

El generador síncrono se arranca en vacío, actuando sobre la admisión de la turbina para aumentar gradualmente la velocidad. El generador se sincroniza con la red igualando previamente, en la máquina y en la red, las tensiones eficaces, las frecuencias, los desfases y el sentido de rotación. Cuando el generador alcanza una velocidad próxima al sincronismo, se arranca la excitación y se regula para que la tensión entre bornes sea igual a la tensión entre barras.

En generadores acoplados a una red aislada, el regulador debe mantener un valor predeterminado de la tensión sea cual sea la carga. Si está acoplado a una red importante, el regulador mantendrá el valor pre ajustado de la potencia reactiva.¹²⁵

¹²⁵ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

El sistema de excitación estática y regulador de tensión, el cual actúa sobre el reóstato de campo del excitador, deberán brindar las siguientes características:

Potencia de excitación: 10 KW

Voltaje de excitación: 125 V

Corriente de excitación: 80 A

Se puede elegir un sistema conjunto de control de excitación y regulación de tensión como el UNITROL 6080 ofrecido por la marca ABB, cuyas especificaciones técnicas se pueden encontrar en el anexo 3.3

5.1.6 Transformador de tensión

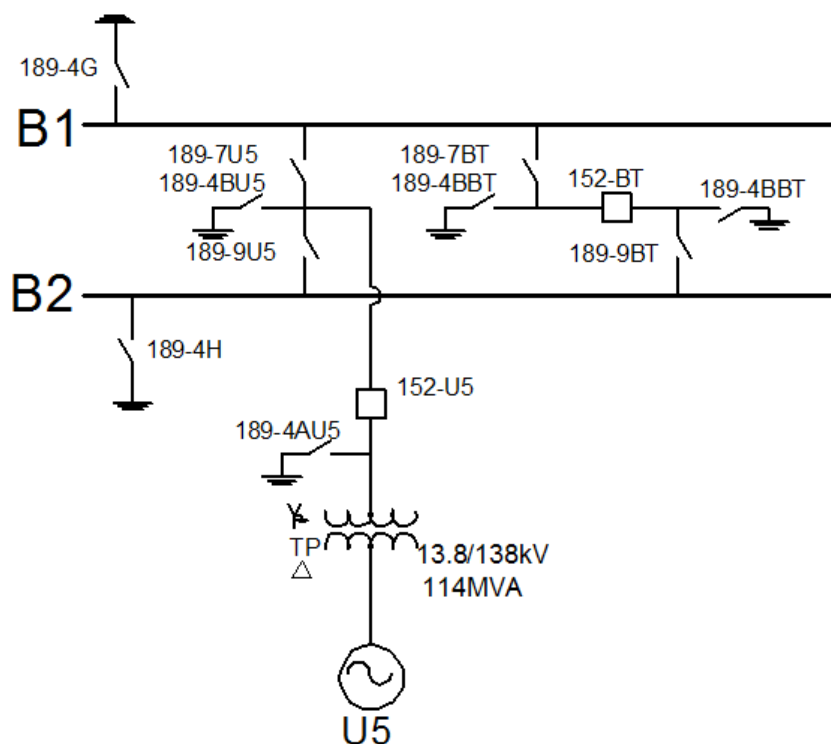


Figura 5.3 Diagrama unifilar de una subestación con transformador principal¹²⁶

¹²⁶ Pasantías CELEC, Sala de operación Molino, 2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

El transformador es uno de los elementos fundamentales de este equipamiento. Dependiendo de la tensión de trabajo del generador, la transformación puede ser baja/media o media/alta tensión. El objetivo es elevar la tensión al nivel de la línea existente para permitir el transporte de la energía eléctrica con las mínimas pérdidas posibles.

El transformador debe contar con un sistema de refrigeración que puede lograrse por convección natural o por circuito cerrado de aceite o silicona. Atendiendo a sus características constructivas existen varios tipos, entre los que cabe destacar los siguientes:

- Transformador encapsulado seco. Normalmente se instalan en el interior del edificio de la central, minimizando la obra civil asociada a la subestación. Presenta una menor capacidad de evacuación del calor de pérdidas por lo que es importante tener en cuenta en el diseño un sistema de refrigeración, mediante circulación de aire natural o forzado.*
- Transformador en aceite. Requieren la construcción de un cubeto para prever la recogida de aceite ante una fuga o derrame. Al estar sumergido en aceite y disponer de sistemas de radiadores para la evacuación del calor de pérdidas pueden alcanzar mayores potencias nominales que los secos.¹²⁷*

Es necesario conocer la disposición de equipos eléctricos en cuadros de control para su supervisión como son: transformadores de medida, transformadores de equipos auxiliares, línea eléctrica, pararrayos, disyuntores y seccionadores.

El transformador a utilizar tiene que ser de características similares al transformador marca WEG del anexo 3.4

¹²⁷ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

5.1.7 Elementos de control, regulación y protección

La instalación de estos elementos es necesaria para regular y controlar el buen funcionamiento de la central, además de los dispositivos de protección que deben colocarse en la central y la línea eléctrica, y que actuarán cuando se produzca algún fallo en la central.

Los principales bucles de control y sistemas de supervisión y mando para una minicentral hidroeléctrica son:

- *Para el control de la turbina:*

Regulador de velocidad en instalaciones con grupos síncronos

Reguladores de nivel para centrales con grupos asíncronos conectados a la red

Reguladores de potencia generada para centrales en red aislada

Regulador de caudal turbinado

- *Para el control del generador:*

Regulador de tensión para grupos síncronos

Equipos de sincronización, para grupos síncronos conectados a la red

Baterías de condensadores y un relé taquímetro, para grupos asíncronos

Las protecciones de los sistemas que componen la minicentral actúan al producirse un hecho anormal en su funcionamiento, provocando una alarma, la parada de algún grupo e incluso la parada total de la central. Esto depende del motivo que haya provocado dicha irregularidad. Las principales causas que pueden accionar las protecciones son:

Protecciones mecánicas

Embalamiento de turbina y generador.

Temperatura de eje y cojinetes.

Nivel de circulación del fluido de refrigeración.

Temperatura de aceite del multiplicador de velocidad.

Nivel mínimo hidráulico.

Desconexión de la bomba del aceite de regulación.

Protecciones eléctricas del generador y transformador



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Intensidad máxima.

Retorno de potencia (máxima admitida 5% de la nominal).

Calentamiento del generador y/o del transformador.

Derivación en el estator.

Producción de gases en el transformador (Buchholz).

Nivel de tensión.

Nivel de frecuencia.

Protecciones de la línea de media tensión

Derivación de una fase de tierra.

Cortocircuito o inversión de fases.

Sobre intensidad.

Red de tierra, para limitar la tensión con respecto al terreno.

5.1.8 Automatización

La automatización de una minicentral permite reducir los costes de operación y mantenimiento, aumentar la seguridad de los equipos y optimizar el aprovechamiento energético de la instalación.

El grado de automatización va a depender principalmente de la ubicación y el tipo de central, de las posibilidades reales de regulación, y del presupuesto, incluyendo el coste del personal de trabajo. La automatización será total cuando incluya el arranque, regulación y parada de la central, y será parcial cuando mande solamente parada y alarma, en caso de que actúen las protecciones de la central.

En la actualidad todas las centrales de nueva construcción son totalmente automatizadas. De hecho, una de las actuaciones que se viene realizando en el sector hidroeléctrico consiste en la modernización de antiguas instalaciones en explotación para automatizar todos sus equipos y sistemas con objeto de obtener mayores rendimientos energéticos y menores gastos de explotación.

En cuanto a la tecnología se puede distinguir entre:



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Convencional. Basada en los relés electromecánicos o estáticos. La utilización de relés convencionales es la forma más sencilla y económica de automatizar una central, aunque tiene la desventaja de ser más limitada. Esta tecnología permite automatizar

- *secuencias de arranque*
- *secuencias de parada por protecciones*

Digital. Se refiere a técnicas informáticas que permiten la gestión de todas las funciones de la central. Los equipos de automatización que funcionan con microprocesadores ofrecen un abanico mayor de posibilidades de automatización, siendo posible la programación de distintas secuencias

- *arranque y parada normal de grupo*
- *parada de emergencia de grupo*
- *regulación del grupo por nivel o caudal*
- *optimización de funcionamiento del conjunto de la instalación*

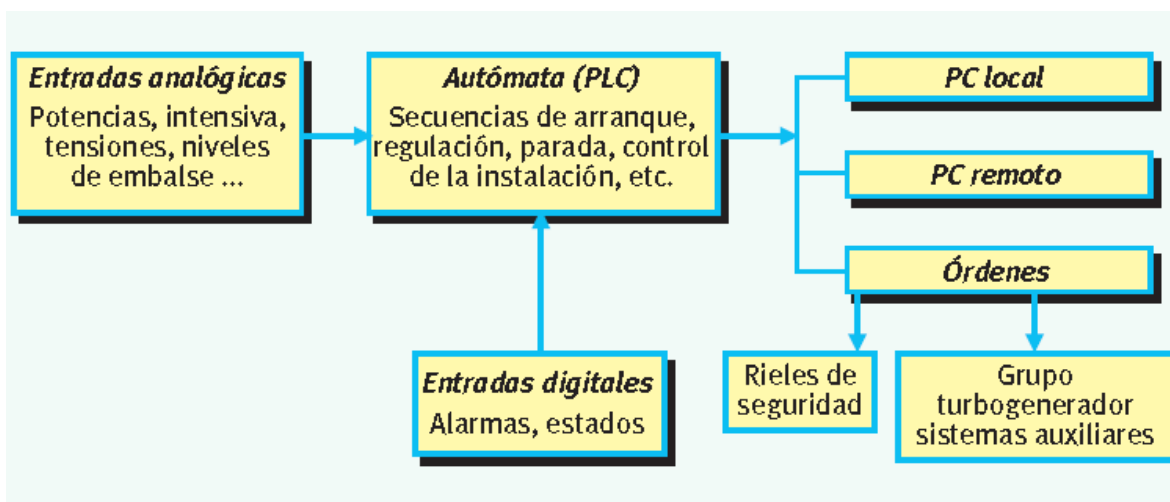


Figura 5.4 Esquema general de un sistema de automatización.¹²⁸

Los centros de control remoto sirven para gestionar una o varias centrales automatizadas a través de técnicas de telemando. Para poder emplear esta opción

¹²⁸ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

*es imprescindible contar con los equipos informáticos y el software adecuados, que se instalarán en paralelo en la central y el centro de control.*¹²⁹

5.1.9 Telecontrol

La mayoría de las pequeñas centrales trabajan sin personal permanente y funcionan mediante un sistema automático de control. Como no hay dos centrales iguales, resulta casi imposible definir su configuración óptima. No obstante, existen requisitos de aplicación general

- 1. Todo sistema debe contar con dispositivos de control y medida de accionamiento manual para el arranque, totalmente independientes del control automático.*
- 2. El sistema debe incluir los dispositivos necesarios para poder detectar el funcionamiento defectuoso de cualquier componente importante, y poder desconectar inmediatamente la central de la red.*
- 3. Tiene que haber un sistema de telemetría que recoja, en permanencia, los datos esenciales para el funcionamiento de la planta poniéndolos al alcance del operador para que este pueda tomar las decisiones convenientes. Esos datos deberán ser almacenados en una base de datos, para una ulterior evaluación de la central.*
- 4. Debe incluir un sistema de control inteligente para que la central pueda funcionar sin personal.*
- 5. Debe ser posible acceder al sistema de control desde un punto alejado de la central para poder anular cualquier decisión tomada por el sistema inteligente.*
- 6. El sistema debe poder comunicar con las centrales situadas aguas arriba y aguas abajo, si es que existen, para optimizar la operación del conjunto.*
- 7. La anticipación de fallos constituye una mejora importante del sistema. Utilizando un sistema experto, en conjunción con una base de datos*

¹²⁹ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

operacional, se pueden detectar los fallos antes de que se produzcan y tomar las decisiones necesarias para que no ocurran.

El sistema debe configurarse por módulos: un módulo de conversión analógico al digital para medir nivel de agua, ángulo de los alabes distribuidores (y o del rodete), potencia instantánea, temperaturas, etc.; un módulo de conversión digital a analógico para accionar las válvulas del circuito hidráulico, los registradores etc.; un módulo para contar los KWh generados, el caudal, la intensidad de precipitación etc.; un módulo «inteligente» de telemetría con las interfaces de comunicación, vía línea telefónica, radio etc. Este enfoque modular se presta a satisfacer los diferentes requisitos de cada central, permitiendo la normalización del «hardware» y del «software», reduciendo el costo y facilitando el mantenimiento.

Los sistemas de control automáticos contribuyen a aumentar la disponibilidad de la central, y a hacer trabajar las turbinas con una mayor eficiencia, produciendo así más KWh, con el mismo volumen de agua. Con la generalización de los ordenadores personales, los precios de estos equipos resultan inferiores a los de los antiguos procesadores programables (PLC). La posibilidad de utilizar nuevos componentes, como discos duros y una variedad de periféricos; la alimentación en corriente continua procedente de las baterías de la central; la variedad y fiabilidad de las tarjetas de entrada y salida de datos; los dispositivos de vigilancia (.watch dog.) del funcionamiento de la CPU, se puede ensamblar a bajo precio el hardware necesario, utilizando componentes estándar.

5.1.10 Servicios Auxiliares

5.1.10.1 Transformador de servicio

El consumo energético de la central, en donde se encuentran alimentados los dispositivos mecánicos, hidráulicos y la iluminación, es del orden del 1 al 3 por ciento de su capacidad nominal; las mini centrales con una potencia menor a 1000 kW tienen un consumo porcentual más elevado. El transformador de servicio debe diseñarse para alimentar ésta carga. La conexión del transformador, en una



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

central sin personal permanente, se debe proyectar, si es posible, de dos fuentes exteriores de suministro diferentes, con intercambiador automático.

5.1.10.2 Suministro de corriente continua para el sistema de control

Las centrales, sobre todo si están operadas por control remoto, necesitan un sistema permanente de corriente continua a 24 V proporcionado por un banco de baterías. La capacidad del banco en amperios hora debe ser suficiente para que en caso de corte de corriente al cargador, el funcionamiento del sistema de control quede asegurado, en tanto se toman las medidas pertinentes para recuperar el suministro.

5.1.10.3 Subestación

La subestación, situada normalmente al aire libre, incluye el interruptor principal, que aísla de la red toda la central, así como las barras de conexión entre la salida del transformador y la línea de conexión a la red, los transformadores propiamente dichos, los pararrayos y la protección contra sobretensiones en la red. En zonas de marcada sensibilidad ecológica la subestación se ubica en el interior de la casa de máquinas y la salida de los cables de conexión a la red está sobre la tubería forzada hasta la cámara de presión, de donde salen vía aérea o enterrados.¹³⁰

Otros equipos comunes que se pueden considerar como auxiliares dentro de la central son:

- *Ventilación.*
- *Alumbrado normal y de emergencia.*
- *Equipo de corriente continua empleado para alimentar las bobinas de desconexión del disyuntor y otras bobinas de relés y contactores.*
- *Bombas para el drenaje de posibles fugas o achique en caso de inundación.*

¹³⁰ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

- *Batería de condensadores, en caso de que exista grupo asíncrono, para mejorar el factor potencia.*
- *Puente grúa, aunque en algunos casos pueda ser suficiente una grúa portátil durante el montaje y operaciones de mantenimiento.*
- *Reja y limpiar rejillas.*
- *Protección contra incendios.*
- *Agua de refrigeración.*
- *Caudalímetro.*¹³¹

¹³¹ Minicentrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

5.2 EQUIPAMIENTO FOTOVOLTAICO

Con el desarrollo de la tecnología se ha logrado que los paneles fotovoltaicos tengan una mayor eficiencia actualmente. Esto ha hecho que los costos de producción de energía disminuyan logrando de esta manera que la energía solar fotovoltaica se sitúe como una de las mejores soluciones desde el punto de vista tecnológico, económico y medioambiental. En las siguientes figuras se pueden observar que la eficiencia ha mejorado con el paso de los años así como también ha mejorado el precio del Wp instalado.

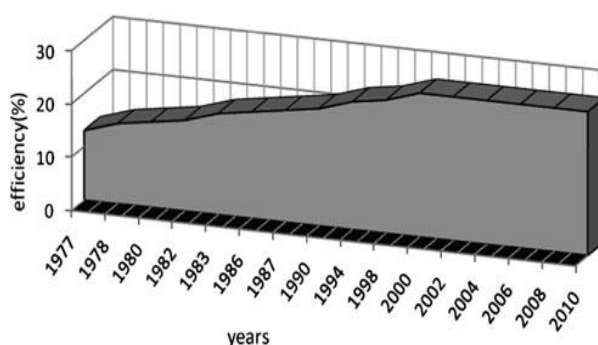


Figura 5.5 Evolución de la eficiencia en el tiempo.¹³²

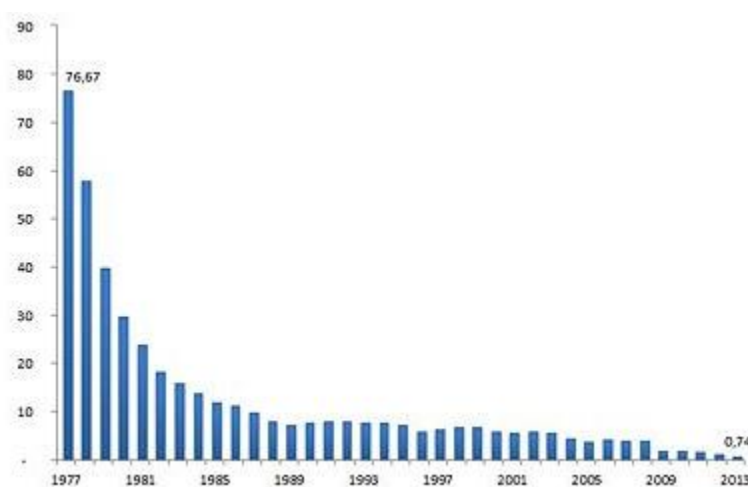


Figura 5.6 Evolución del precio de los (\$/Wp)¹³³

¹³² Djamila Rekioua, Ernest Matagne. *Optimizacion of Photovoltaic Power System*. Springer, 2012.

¹³³ about.bnef.com

A continuación se muestra un esquema de los componentes de un campo solar fotovoltaico, en el cual los elementos básicos que la integran son:

1. Generadores Fotovoltaicos (fijos o con seguimiento).
2. Inversores de conexión a red.
3. Distribución eléctrica BT/MT.
4. Centros de transformación BT/MT.
5. Punto de entronque.
6. Sala de supervisión y control.
7. Obra civil (acondicionamiento de
8. Terreno, viales internos, etc.).
9. Sistema de seguridad (vallado perimetral, CCTV, etc.)

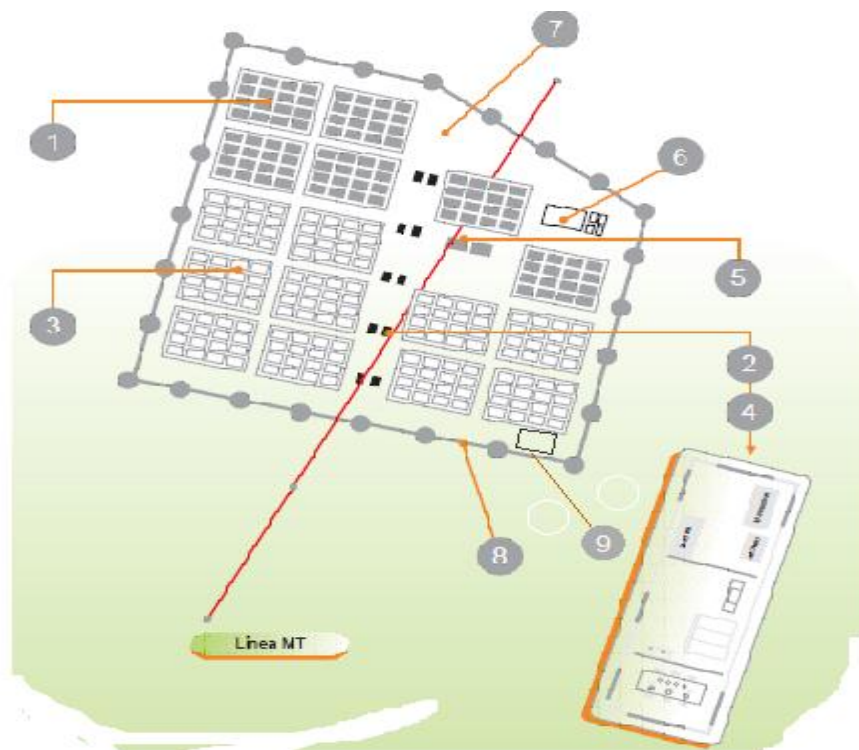


Figura 5.7 Vista en planta de un campo fotovoltaico.¹³⁴

¹³⁴ http://www.stinorland.com/es/article_services_productosejeazimutal.html

5.2.1 Generadores Fotovoltaicos (fijos o con seguimiento)

Un generador fotovoltaico es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una determinada aplicación. Un generador fotovoltaico puede ser fijo o con seguimiento.

El fundamento de los sistemas de seguimiento es doble: en primer lugar, la radiación incidente aumenta al seguir al sol; además, las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al sol mejora.

Por tanto, el objetivo de estos sistemas es reducir el ángulo formado entre la línea que une el generador con el sol y la perpendicular al plano del módulo y así apuntar al sol a lo largo de su movimiento celeste. Las diferentes técnicas de seguimiento buscan concretar ese objetivo general sacrificando un apuntamiento perfecto en aras de conseguir sistemas estructurales más económicos y mejores aprovechamientos del terreno.

5.2.1.1 Seguimiento a doble eje:

Es el mejor método de seguimiento desde la perspectiva de la producción eléctrica, usando este sistema se consigue apuntar al sol con precisión a lo largo de todo su recorrido.



Figura 5.8 Seguidor solar de dos ejes.¹³⁵

¹³⁵ http://www.stinorland.com/es/article_services_productosejeazimutal.html

5.2.1.2 Seguimiento azimutal:

Este sistema sacrifica un movimiento (inclinación del generador) para conseguir sistemas más económicos. . El método consiste en girar de este a oeste sobre un eje vertical. Su uso está decreciendo en comparación al método de doble eje.



Figura 5.9 Seguidor solar azimutal.¹³⁶

5.2.1.3 Seguimiento polar:

El único eje sobre el que se produce el giro está inclinado de forma paralela al eje de rotación de la Tierra, consiguiendo que el generador aparezca al sol como perpendicular a sus rayos durante gran parte del recorrido. No obstante, las complicaciones estructurales y de giro, y la dificultad de su implantación en grandes plantas han provocado que su uso sea ocasional.



Figura 5.10 Seguidor solar de un eje polar.¹³⁷

¹³⁶http://www.stinorland.com/es/article_services_producto_seguimiento_azimutal.html

¹³⁷http://www.stinorland.com/es/article_services_producto_seguimiento_polar.html

5.2.1.4 Seguimiento horizontal con eje Norte-Sur

Sus ventajas son la sencillez y estabilidad estructural (el eje es horizontal y paralelo al terreno, con tantos puntos de apoyo como se consideren necesarios), la facilidad de motorización, así como el mejor aprovechamiento del terreno en relación a un sistema de doble eje.



Figura 5.11 Seguidor solar de un eje horizontal.¹³⁸

Como se mencionó en el capítulo anterior en nuestra instalación se utilizará paneles fotovoltaicos fijos con una inclinación de 17° esto debido al análisis económico del capítulo 6.



Figura 5.12 Estructuras fijas marca mecasolar.¹³⁹

5.2.2 Inversores de conexión a red

¹³⁸ http://www.stinorland.com/es/article_services_productosejeazimutal.html

¹³⁹ <http://www.mecasolar.com>

Es un equipo que realiza la conversión de corriente continua a corriente alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficacia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

Los inversores pueden agruparse en tres categorías:

1. Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas)

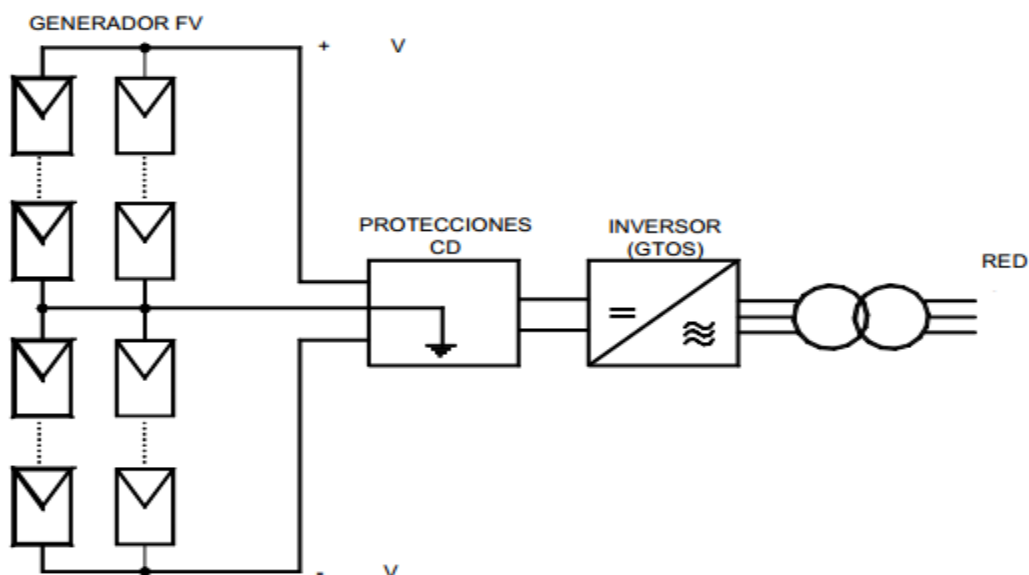


Figura 5.13 Inversor central.¹⁴⁰

Para nuestro central se propone utilizar este tipo de configuración utilizando un inversor central marca ABB cuya eficiencia es de 98% y cuyas características se detallan en el Anexo: 3.5

¹⁴⁰ Optimization of Photovoltaic Power Systems; Djamila Rekioua- Ernest Matane, 2012



Figura 5.14 Inversor ABB 100 kW¹⁴¹

2. Inversor orientado a rama (string-inverter): un inversor dedicado a una rama del generador.

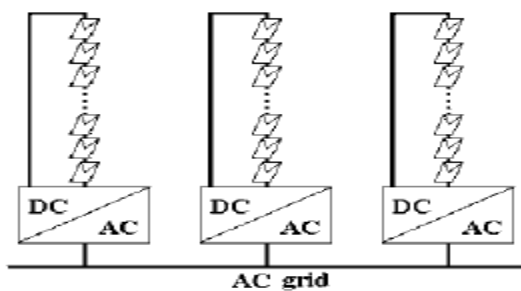


Figura 5.15 Inversor por cada rama.¹⁴²

3. “Módulo-AC”: un inversor dedicado a un módulo del generador

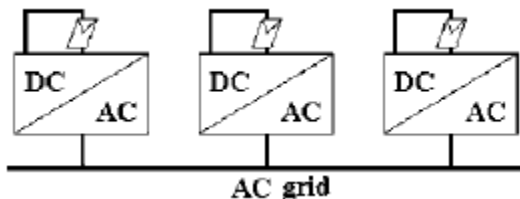


Figura 5.16 Inversor dedicado a cada panel.¹⁴³

¹⁴¹ www.abb.com

¹⁴² Optimization of Photovoltaic Power Systems; Djamilia Rekioua- Ernest Matane, 2012

Para nuestro central se propone utilizar un inversor central marca ABB cuya eficiencia es de 98% y cuyas características se detallan en el Anexo: 3.5

5.2.3 Centros de transformación BT/MT

En este centro de transformación se eleva el nivel de tensión de salida del inversor por medio de un transformador a un nivel adecuado de tensión para luego conectarse con la red pública de media tensión. Para nuestra instalación se podría utilizar un centro de transformación PFU, de superficie y maniobra interior (tipo caseta) el cual consta de una envolvente de hormigón, en el cual se incorpora todos los elementos eléctricos, incluyendo transformadores, dispositivos de control e interconexiones entre los diferentes equipos. Ver Anexo: 3.8

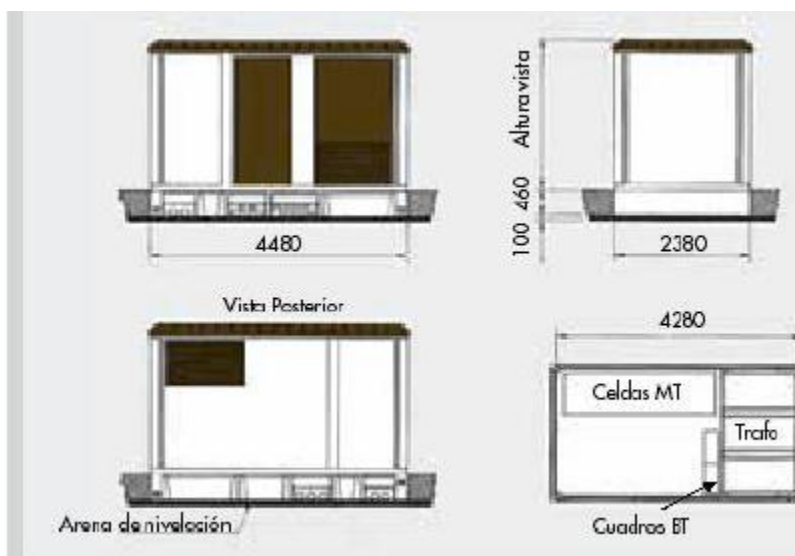


Figura 5.17 Centro prefabricado PFU-4¹⁴⁴

5.2.4 Punto de Entronque

Es el lugar en el cual se conecta las líneas del sistema de generación con la red de la empresa pública

¹⁴³ Optimization of Photovoltaic Power Systems; Djamil Rekioua- Ernest Matane

¹⁴⁴ www.ormazabal.com



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

5.2.5 Sala de supervisión y control

La sala de supervisión y control son las encargadas de supervisar el funcionamiento de todos los equipos de la central, en esta sala se recibe la información de los distintos sistemas de la instalación: torre meteorológica, inversor, armarios de corriente continua y alterna, centro de transformación, etc.

En esta sala se encuentra el sistema de monitorización el cual proporcionara medidas de las siguientes variables:

- ✓ Voltaje y corriente continua (DC) a la entrada del inversor.
- ✓ Voltaje de fases en la red, corriente total a la salida del inversor.
- ✓ Radiación solar en el plano de los módulos.
- ✓ Temperatura ambiente.
- ✓ Potencia reactiva de salida del inversor.
- ✓ Temperatura de los módulos.

5.2.6 Torre Meteorológica

Esta torre es la encargada de medir y analizar los niveles de temperatura y de insolación del lugar.

5.2.7 Sistema de medición:

El sistema de medición es el encargado de medir la generación de energía tanto producida por el campo así como también la consumida. Por lo tanto a la salida del inversor existirá un sistema de medida bidireccional.

Accesorios eléctricos y protecciones:

En la siguiente figura se muestra la conexión de los equipos y protecciones eléctricas que debe tener una instalación fotovoltaica.

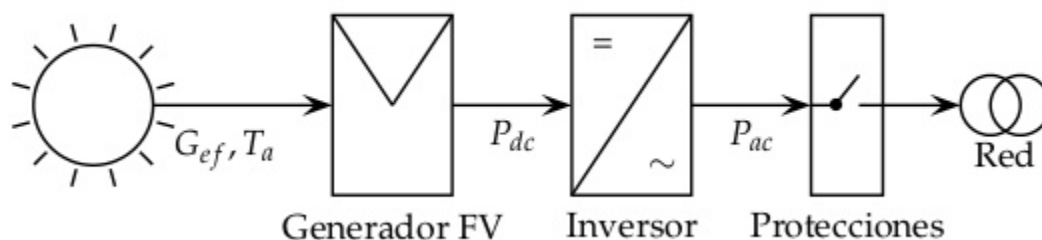


Figura 5.18 Esquema básico de conexión de un sistema fotovoltaico a la red¹⁴⁵

- ✓ **Interruptor Diferencial:** Su función es proteger a las personas de las derivaciones causadas por faltas de aislamiento entre los conductores activos y tierra. El interruptor a usar en el proyecto podría ser el RC222-T3 de 200A, 4 polos.



Figura 5.19 Adaptador Interruptor Diferencial RC222-T3¹⁴⁶

- ✓ **Interruptor Magneto térmico:** Este interruptor tiene como objetivo interrumpir la corriente eléctrica cuando esta sobrepasa ciertos valores máximos. El TMAX 3N es un interruptor de 70mm de grosor capaz de soportar intensidades hasta los 250A, dispone de un selector para ajustar la Intensidad máxima del dispositivo a los 200A.

¹⁴⁵ Perpiñan, Oscar. *Energía Solar Fotovoltaica*. España: Creative Commons, 2012.

¹⁴⁶ www.abb.com



Figura 5.20 Interruptor magneto-térmico TMAX 3N de 4p¹⁴⁷

✓ **Protección de mínima tensión**

Ajustado al 85% de la tensión nominal de la red

✓ **Protección de máxima tensión**

Ajustado al 110% de la tensión nominal de la red

Para controlar las secuencias de fases y la tensión mínima y máxima se deberá colocara un relé mediante el cual se pueda realizar las dos funciones. En el mercado existe el dispositivo DPBO1, el cual puede realizar ambas funciones de control de fase y tensión.



Figura 5.21 Relé de control de tensión y frecuencia¹⁴⁸

¹⁴⁷ www.abb.com

¹⁴⁸ www.gavazzionline.com



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Protección de mínima y máxima frecuencia

Se recomienda utilizar el Relé Fanox cuyo rango superior de frecuencia es de +0.5 a +3.5 Hz y cuya rango inferior es de -0.5 a -3.5 Hz.

Temporizador para realizar las funciones de conexión-desconexión a la red.

El relé temporizado de retardo a la conexión DAA01 CM24 será el encargado de desconectar la instalación de la red, y la reanudara en un tiempo no inferior a 3 minutos.



Figura 5.22 Relé Temporizado de retardo a la conexión DAA01 CM24¹⁴⁹

Contactor para realizar las funciones de conexión-desconexión a la red

Para realizar estas funciones se colocara un contactor 4p.EK110-40 cuya conexión/ desconexión estará controlado o los relés de máxima/mínima tensión así como también los relés de máxima y mínima frecuencia.



Figura 5.23 Contactor 4p. EK110-40¹⁵⁰

¹⁴⁹ www.gavazzionline.com

¹⁵⁰ www.abb.com



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

En el Anexo 3.9, se muestra en detalle las características de los componentes antes mencionados.

5.3 CONEXIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO A LA RED ELÉCTRICA

5.3.1 Parámetros para conectar un sistema híbrido a la red

Para conectar un sistema de generación a la red, este sistema debe cumplir con 3 aspectos fundamentales que son:

- ✓ Voltajes iguales

Cada una de las tres fases debe tener exactamente la misma magnitud de voltaje y ángulo de fase que el conductor al que se conectara. Si los voltajes de los generadores no son exactamente iguales, habrá un flujo de corriente muy grande cuando se cierra el interruptor.

- ✓ Frecuencias iguales

Las frecuencia del sistema de generación debe ser de 60Hz o estar entre un rango de $\pm 2\%$ para conectarse con la red de media tensión.

- ✓ Secuencia de fases

El sistema de generación debe tener la misma secuencia de fase que el sistema de media tensión.

5.3.2 Configuración del sistema híbrido conectado a la red.

Básicamente el esquema del sistema híbrido es como se muestra en la siguiente figura:

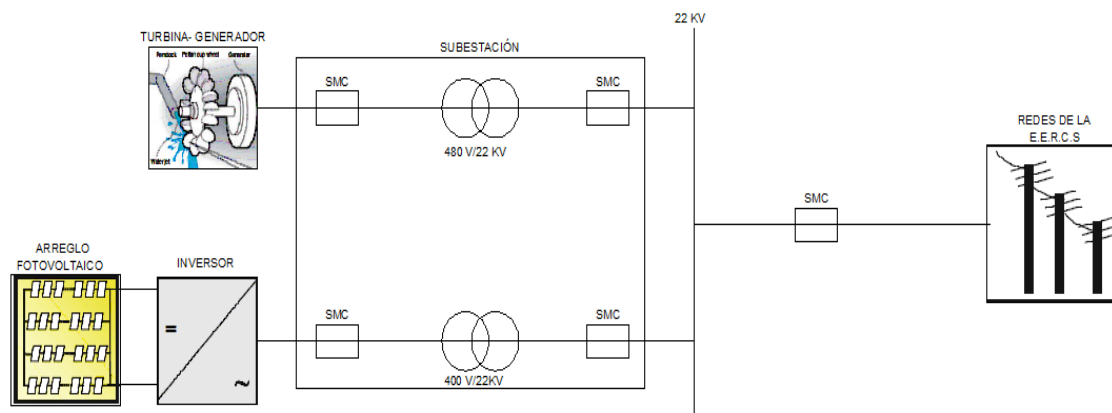


Figura 5.24 Configuración del sistema híbrido conectado a la red. Elaboración Propia

Generación hidráulica: La energía se generara mediante una turbina Pelton, la cual moverá el generador marca WEG síncrono de polos salientes cuya tensión de salida es de 480V, para luego pasar por un transformador cuya relación será de 480V/22 KV.

Generación Fotovoltaica: La energía se generara mediante paneles fotovoltaicos marca Isofoton, luego se conectara el arreglo fotovoltaico a un inversor trifásico marca ABB cuya tensión de salida es de 400V, para finalmente pasar por un transformador cuya relación será de 400/22 KV.

Tanto la generación hidráulica como la generación fotovoltaica se conectaran a una barra en común y desde allí se transportara la energía mediante líneas a un punto de conexión de la Empresa Regional Centro Sur.

5.3.3 Condiciones de la redes existentes

En la parte frontal en el cual se realiza el estudio de nuestro sistema de generación híbrido, pasa la red de media tensión del alimentador # 0523 soportado por los postes con números 506690, 506691, 506692 de 11m de madera, los mismos que visten una estructura (3TD+1CR)V propiedad de la



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

EERCS con una configuración 2x2/0(2) ACSR. En este punto la red eléctrica tiene una caída de tensión de 2.35 %.



Figura 5.25 Red existente. Fuente Propia

El conductor de la línea es el número 2/0 cuyas características se presentan en el Anexo: 4

Conociendo las características de la línea, así como la potencia a ser suministrada a la línea procedemos a verificar si en las condiciones actuales, la línea pudiera transportar la energía de nuestra central.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\phi)} = \frac{516kW}{\sqrt{3} * 22kV * 0,85} = 11 A$$

Como la capacidad del conductor 2/0 es de 276 A se concluye que la línea si puede transportar la energía generada mediante el sistema híbrido. Así también



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

se realizó un pequeño estudio en el programa Cymdis de la E.E.R.C.S para ver qué ocurre con el alimentador 0523 cuando se inyecta a la red la energía generada por nuestro sistema. Dicha simulación se encuentra en el Anexo: 4, donde se puede ver que la caída de tensión mejoraría con la inclusión del sistema híbrido, tal como se muestra en la figura 5.27.

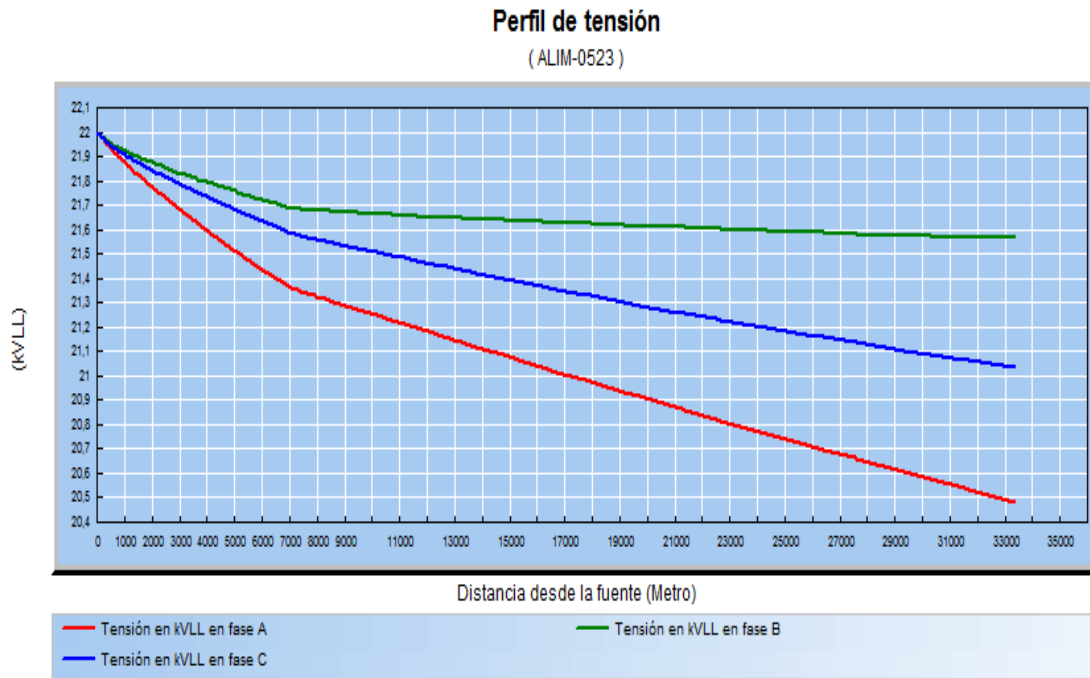


Figura 5.26 Perfil de tensión del alimentador 0523 sin considerar la central híbrida.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Perfil de tensión
(ALIM-0523)

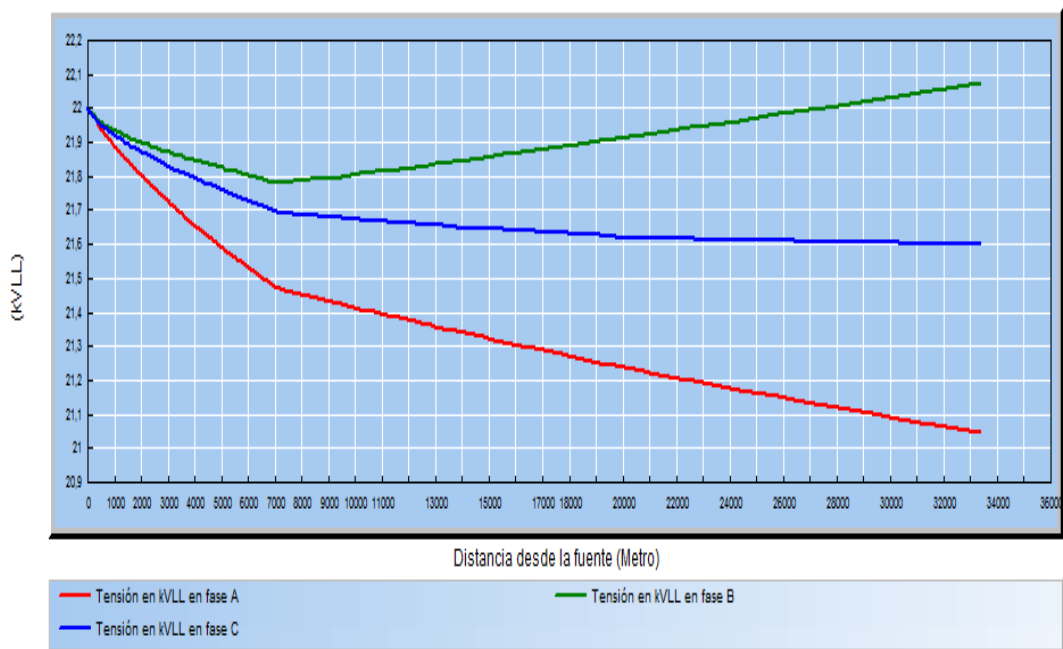


Figura 5.27 Perfil de tensión del alimentador 0523 considerando la central híbrida.



CAPITULO VI

CAPITULO SEXTO

6 ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

En los capítulos anteriores se establecieron los aspectos más relevantes considerados en el diseño del sistema híbrido hidráulico-fotovoltaico. El presente capítulo se refiere al análisis económico-financiero del proyecto propuesto.

Al realizar un estudio económico en este tipo de proyectos se procura seleccionar el diseño técnico con el cual se obtiene el mayor beneficio, resultado de la venta de energía eléctrica al sistema.

El estudio económico es necesario para planificar y tomar una decisión a largo plazo; conocer si el proyecto será viable y producirá una rentabilidad económica para la administración del Parque, con el fin de que la inversión inicial no solamente produzca una ganancia al final del proyecto, sino que aporte en el desarrollo de la región, aumente la oferta de turismo, el uso de mano de obra local para la construcción de la central, se reduzca problemas ambientales, entre otros.

Se tiene que diferenciar entre análisis financiero y análisis económico, ya que el primero pretende conocer la solvencia y liquidez de sus inversiones, es decir, la capacidad de la empresa para atender sus obligaciones a corto y a largo plazo, y



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

*el segundo, estudia los resultados de la empresa a partir de la cuenta de pérdidas y ganancias para obtener una visión conjunta de la rentabilidad, la productividad, el crecimiento de la empresa y sus expectativas de futuro.*¹⁵¹

A continuación se detallan los costos e ingresos del proyecto para determinar ciertos indicadores clave como el VAN, TIR, PIR y la Rb/c.

6.1 COSTOS DEL PROYECTO

6.1.1 Costos de Inversión

Para el desarrollo de este capítulo primero se debe de tener en cuenta el costo total de instalación de la central eléctrica híbrida, que va a estar traducido en el costo del Kilovatio instalado tanto hidráulico como fotovoltaico (tabla 6.1). Estos costos se deben a obras civiles y eléctricas realizadas en la etapa de construcción y montaje de equipos de la central, relacionadas con la potencia instalada de cada tipo de tecnología, respectivamente.

Costo de instalación hidráulica	1500	\$/KW
Costo de instalación fotovoltaica fija	3000	\$/KW
Costo de instalación fotovoltaica móvil	4000	\$/KW

Tabla 6-1 Costo de Kilovatio instalado para tipos de centrales.^{152,153,154}

Cabe señalar que para el estudio realizado se han considerado los costos de instalación aproximados, basados en instalaciones de similares condiciones, que sirven de bases para el desarrollo del estudio de prefactibilidad, y de ser favorable este, el estudio de factibilidad se deben complementar con los costos definitivos de cada componente para tener una estimación con la mayor precisión posible.

Debido al constante avance de la tecnología en todo campo y particularmente en la generación de energía hidroeléctrica y fotovoltaica y el acceso a la misma; el

¹⁵¹ <http://economiadelaempresa.files.wordpress.com>

¹⁵² <http://www.wkv-ag.com/index.php/es/energia-hidraulica/faq.html>

¹⁵³ Mini centrales Hidroeléctricas, IDAE, 2006

¹⁵⁴ www.conelec.gob.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

costo de la implementación se verá cada vez más reducido con el paso del tiempo; provocando una mejor rentabilidad económica, lo que se traduce en mayores beneficios económicos de la central.

6.1.2 Costos de operación y mantenimiento

Una vez determinado el costo de instalación de la central, se tiene que determinar los egresos y que van a ser extendidos a lo largo de la vida útil de la central eléctrica. Lo que indica que van a estar afectados por la inflación, pero que en muchos estudios se le resta importancia debido a su “relativa” poca influencia.

Los egresos o costos tabla 6.2 que se tendrán son debido a costos fijos (seguros, sueldos, impuestos, entre otros) y costos variables (operación y mantenimiento, entre otros).

Costo de generación hidroeléctrico	1,4516	cUSD/KWh anual
Costo de generación fotovoltaico	30,3	cUSD/KWh anual

Tabla 6-2 Costos de generación de energía renovable.¹⁵⁵

6.2 INGRESOS DEL PROYECTO

6.2.1 Ingresos por venta de energía

Los ingresos son el resultado de la venta de energía al sistema; los precios de venta de energía están regulados por el CONELEC y son expresados en centavos de dólar por Kilovatio hora (cUSD/KWh), y varían según el tipo de centrales. Los precios fijados para los tipos de energías consideradas en el estudio, están expresadas en la tabla 6.3, que corresponden a la presente Regulación del CONELEC en esta materia. Para mayor detalle ver Anexo 1.1

Precio de generación hidráulica	7,17	cUSD/KWh
Precio de generación fotovoltaica	40,03	cUSD/KWh

Tabla 6-3 Precios preferentes de energía renovable.¹⁵⁶

¹⁵⁵ www.idae.es



6.3 METODOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

La determinación de un método de evaluación económica es crucial para determinar la precisión de los resultados a obtener en el análisis; en primera instancia se puede utilizar un método simple de calcular el periodo de recuperación de la inversión (PRI); para un estudio más detallado se utilizan otros métodos como el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), relación costo beneficio, métodos que consideran no solo el dinero sino otros factores como el valor del dinero en el tiempo en el cual tienen lugar los ingresos y egresos por la venta de energía.

6.4 METODOS DE EVALUACIÓN ESTÁTICA

6.4.1 Periodo de recuperación de la inversión

El método calcula el número de años que se necesitan para poder recuperar, con los beneficios, el coste total de inversión. Este tiempo en general, se calcula considerando beneficios antes de impuestos y sin descontar el valor del dinero. El cálculo es como sigue:

$$\text{Periodo de retorno} = \frac{\text{costo de inversión}}{\text{beneficio neto anual}} \quad \text{Ec. 6.1}$$

El cálculo no tiene en cuenta el coste de oportunidad del capital. El coste de oportunidad del capital es el retorno que podría haberse obtenido mediante una inversión alternativa. Los costos de inversión incluyen, costes de ingeniería, obtención de los necesarios permisos y autorizaciones administrativas, obra civil y equipo electromecánico. Los beneficios corresponden a las ventas anuales de electricidad, una vez deducidos los gastos de operación y mantenimiento a un valor constante del dinero. En general, se estima en el sector eléctrico que, para que una inversión sea interesante, el periodo de recuperación no debe exceder de 7 años.

¹⁵⁶ Regulación CONELEC 004/11



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

El método no permite elegir entre varios proyectos o incluso entre varias alternativas posibles de un mismo proyecto, ya que al no tener en cuenta los ingresos obtenidos después de recuperar el capital no se llega a evaluar la rentabilidad global a lo largo de la vida del proyecto.

Con este método, los proyectos con un periodo de recuperación más corto tienen preferencia sobre aquellos en los que el periodo es más largo. En teoría los proyectos con periodos de recuperación más corto tienen mayor liquidez y presentan menos riesgo. Si se adopta este criterio el inversor escogerá siempre proyectos en los que la inversión se recupera más deprisa, lo que no implica que a lo largo de la vida del proyecto este tenga una mayor rentabilidad, tomando en consideración el coste de oportunidad.¹⁵⁷

6.5 METODOS DE EVALUACIÓN DINÁMICA

Los métodos dinámicos tienen en cuenta todos los ingresos y gastos que se producen a lo largo de la vida del proyecto producto de la venta, operación y mantenimiento de la central, y además el valor del dinero en el momento en que estos tienen lugar.

6.5.1 Método del valor actual neto (VAN)

Los beneficios esperados de una inversión realizada en un cierto momento en un proyecto y conservada a lo largo de su vida, radican esencialmente en la llegada de rendimientos futuros que se espera que la inversión propicie. La diferencia entre los ingresos y los gastos, descontados ambos, al año cero en el que el promotor comienza la inversión, es lo que se conoce como valor actualizado neto (VAN). Para calcular el VAN se emplea la fórmula siguiente:

¹⁵⁷ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

$$VAN = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{R_j - (I_j + O_j + M_j)}{(1 + r)^j} \quad Ec. 6.2$$

En donde:

Rj = ingreso en el año j

Ij = inversión en el año i

Oj = costo de operación en el año j

Mj = Costo de mantenimiento y reparación en el año j

r = tasa anual de descuento

n = número de años de vida del proyecto

Diferentes proyectos pueden ser clasificado en orden de VAN decreciente. Se rechazarán los proyectos en los que el VAN sea negativo, ya que eso significaría que los beneficios descontados a lo largo de la vida del proyecto no cubren los costes de inversión. Entre los positivos, se dará preferencia a los que tengan un mayor VAN.

Los resultados del VAN son muy sensibles a la tasa de descuento y un error en la determinación de la tasa correcta puede alterar, e incluso invertir, el orden de preferencia de los mismos. Para un inversor la tasa de descuento será tal que le permita escoger entre invertir en un aprovechamiento mini hidráulico o conservar sus ahorros en el banco. Normalmente, y en función del precio del dinero, la tasa variará entre el 5% y el 12%.

6.5.2 Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es la tasa de descuento r, para la que el VAN es cero. Entre las diversas inversiones alternativas a estudiar se escogerá la que ofrece un TIR más elevado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

La tasa de interna de rentabilidad debe ser varios puntos más alta que el coste del dinero, a fin de compensar el riesgo, el tiempo empleado y los problemas asociados con el proyecto. El inversor escogerá el proyecto que tenga el TIR más elevado.

El TIR se calcula generalmente mediante un proceso iterativo hasta llegar a un valor r que dé un VAN cero. Las hojas electrónicas realizan ese proceso iterativo de forma automática, y en una sola operación.

$$0 = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{R_j - (I_j + O_j + M_j)}{(1 + r)^j} \quad \text{Ec. 6.3}$$

Se recomienda considerar un TIR mayor a la tasa de interés activa del 8,17%; como referencia mayor al 10%.

6.5.3 Relación costo beneficio b/c

El método del costo/beneficio compara el valor actual de los beneficios previstos con el de los costos actualizados, de acuerdo con la ecuación:

$$R_{b/c} = \frac{\sum_{j=1}^{j=n} \frac{R_j}{(1 + r)^j}}{\sum_{j=1}^{j=n} \frac{(I_j + O_j + M_j)}{(1 + r)^j}} \quad \text{Ec. 6.4}$$

*Si la relación costo beneficio o índice de productividad es mayor que 1, se acepta el proyecto.*¹⁵⁸

¹⁵⁸ Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA, 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

6.6 RESULTADOS

El estudio económico, usando los distintos métodos de evaluación descritos en la sección anterior, se ha llevado a cabo, teniendo en cuenta una tasa de interés anual de 10%, superior a la descrita por el Banco Central del Ecuador cuya tasa de interés activa es del 8,17%, actualizada a 31 de mayo de 2013; del mismo modo se ha considerado una inflación anual de 3,01 actualizada al 31 de mayo de 2013.

Para el cálculo de los parámetros antes mencionados se considera que la construcción del proyecto tiene una duración de un año y que los pagos y los ingresos se realizan al final de cada periodo (año).

En los resultados se puede observar que se ha realizado el análisis para paneles fijos con una orientación de 17 grados, como también para paneles móviles con seguimiento solar en dos ejes. Obteniendo los siguientes resultados:



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

6.6.1 Paneles con orientación fija a 17 grados

Energía Hidráulica		Energía Fotovoltaica Fija		Potencia Nominal total KW	Energía Generada total KWh	VAN	TIR	PRI	Rb/c
Potencia Nominal KW	Energía Generada KWh	Potencia Nominal KW	Energía Generada KWh						
256,48	1578432,00	0	0,00	256,48	1578432,00	672069,65	29,12%	3,82	2,14
256,48	1578432,00	25	31917,88	281,48	1610349,88	636150,66	25,31%	4,45	1,84
256,48	1578432,00	50	63835,76	306,48	1642267,77	600231,67	22,56%	5,04	1,65
256,48	1578432,00	75	95753,65	331,48	1674185,65	564312,68	20,48%	5,59	1,52
256,48	1578432,00	100	127671,53	356,48	1706103,53	528393,68	18,84%	6,11	1,42
256,48	1578432,00	125	159589,41	381,48	1738021,41	492474,69	17,50%	6,60	1,34
256,48	1578432,00	150	191507,29	406,48	1769939,29	456555,70	16,40%	7,06	1,29
256,48	1578432,00	175	223425,17	431,48	1801857,18	420636,71	15,46%	7,49	1,24
256,48	1578432,00	200	255343,05	456,48	1833775,06	384717,72	14,65%	7,90	1,20
256,48	1578432,00	225	287260,94	481,48	1865692,94	348798,73	13,95%	8,30	1,17
256,48	1578432,00	250	319178,82	506,48	1897610,82	312879,74	13,34%	8,67	1,14
256,48	1578432,00	275	351096,70	531,48	1929528,70	276960,75	12,79%	9,02	1,11
256,48	1578432,00	300	383014,58	556,48	1961446,58	241041,76	12,30%	9,35	1,09
256,48	1578432,00	325	414932,46	581,48	1993364,47	205122,77	11,87%	9,67	1,07
256,48	1578432,00	350	446850,34	606,48	2025282,35	169203,78	11,47%	9,97	1,06
256,48	1578432,00	375	478768,23	631,48	2057200,23	133284,79	11,10%	10,26	1,04
256,48	1578432,00	400	510686,11	656,48	2089118,11	97365,79	10,77%	10,54	1,03
256,48	1578432,00	425	542603,99	681,48	2121035,99	61446,80	10,47%	10,81	1,02
256,48	1578432,00	450	574521,87	706,48	2152953,87	25527,81	10,19%	11,06	1,01
256,48	1578432,00	475	606439,75	731,48	2184871,76	-10391,18	9,93%	11,30	1,00
256,48	1578432,00	500	638357,63	756,48	2216789,64	-46310,17	9,68%	11,54	0,99
256,48	1578432,00	525	670275,52	781,48	2248707,52	-82229,16	9,46%	11,76	0,98
256,48	1578432,00	550	702193,40	806,48	2280625,40	-118148,15	9,25%	11,98	0,97
256,48	1578432,00	575	734111,28	831,48	2312543,28	-154067,14	9,05%	12,18	0,97
256,48	1578432,00	600	766029,16	856,48	2344461,16	-189986,13	8,87%	12,38	0,96
256,48	1578432,00	625	797947,04	881,48	2376379,05	-225905,12	8,69%	12,58	0,95
256,48	1578432,00	650	829864,92	906,48	2408296,93	-261824,11	8,53%	12,76	0,95
256,48	1578432,00	675	861782,81	931,48	2440214,81	-297743,10	8,38%	12,94	0,94
256,48	1578432,00	700	893700,69	956,48	2472132,69	-333662,10	8,23%	13,11	0,94
256,48	1578432,00	725	925618,57	981,48	2504050,57	-369581,09	8,09%	13,28	0,93
256,48	1578432,00	750	957536,45	1006,48	2535968,45	-405500,08	7,96%	13,44	0,93

Tabla 6-4 Resultados de evaluación económica con paneles fijos. Elaboración propia



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Como se puede observar en la tabla 6.4, la mejor rentabilidad se obtiene al no generar energía fotovoltaica, esto producido por los costos de inversión y mantenimiento correspondientes a la instalación de este tipo de central. Sin embargo, se pueden reducir un poco estos índices económicos, provocando una menor rentabilidad económica, con el fin de que siempre exista una base de generación fotovoltaica para entregar a la red (estimada en 28,05% del total de la potencia de la central híbrida), esto a causa de la probabilidad de tener ciertas épocas del año en donde no se tenga un caudal suficiente para poder entregar energía hidroeléctrica firme a la red, o por eventuales mantenimientos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

6.6.2 Paneles con seguimiento solar en dos ejes

Energía Hidráulica		Energía Fotovoltaica Móvil		Potencia Nominal total KW	Energía Generada total KWh	VAN	TIR	PRI	Rb/c
Potencia Nominal KW	Energía Generada KWh	Potencia Nominal KW	Energía Generada KWh						
256,48	1578432,00	0	0,00	256,48	1578432,00	672069,65	29,12%	3,82	2,14
256,48	1578432,00	25	38700,43	281,48	1617132,43	620279,23	24,21%	4,67	1,78
256,48	1578432,00	50	77400,86	306,48	1655832,87	568488,82	20,97%	5,45	1,56
256,48	1578432,00	75	116101,29	331,48	1694533,30	516698,41	18,65%	6,18	1,42
256,48	1578432,00	100	154801,73	356,48	1733233,73	464908,00	16,89%	6,85	1,32
256,48	1578432,00	125	193502,16	381,48	1771934,16	413117,58	15,51%	7,48	1,25
256,48	1578432,00	150	232202,59	406,48	1810634,59	361327,17	14,38%	8,06	1,19
256,48	1578432,00	175	270903,02	431,48	1849335,02	309536,76	13,45%	8,61	1,15
256,48	1578432,00	200	309603,45	456,48	1888035,46	257746,35	12,66%	9,12	1,11
256,48	1578432,00	225	348303,88	481,48	1926735,89	205955,93	11,98%	9,61	1,08
256,48	1578432,00	250	387004,32	506,48	1965436,32	154165,52	11,39%	10,06	1,06
256,48	1578432,00	275	425704,75	531,48	2004136,75	102375,11	10,87%	10,49	1,03
256,48	1578432,00	300	464405,18	556,48	2042837,18	50584,69	10,40%	10,89	1,02
256,48	1578432,00	325	503105,61	581,48	2081537,61	-1205,72	9,99%	11,27	1,00
256,48	1578432,00	350	541806,04	606,48	2120238,04	-52996,13	9,62%	11,64	0,99
256,48	1578432,00	375	580506,47	631,48	2158938,48	-104786,54	9,28%	11,98	0,97
256,48	1578432,00	400	619206,90	656,48	2197638,91	-156576,96	8,98%	12,31	0,96
256,48	1578432,00	425	657907,34	681,48	2236339,34	-208367,37	8,70%	12,62	0,95
256,48	1578432,00	450	696607,77	706,48	2275039,77	-260157,78	8,44%	12,91	0,94
256,48	1578432,00	475	735308,20	731,48	2313740,20	-311948,19	8,20%	13,19	0,93
256,48	1578432,00	500	774008,63	756,48	2352440,63	-363738,61	7,98%	13,46	0,92
256,48	1578432,00	525	812709,06	781,48	2391141,07	-415529,02	7,78%	13,72	0,92
256,48	1578432,00	550	851409,49	806,48	2429841,50	-467319,43	7,59%	13,97	0,91
256,48	1578432,00	575	890109,93	831,48	2468541,93	-519109,85	7,41%	14,20	0,91
256,48	1578432,00	600	928810,36	856,48	2507242,36	-570900,26	7,24%	14,43	0,90
256,48	1578432,00	625	967510,79	881,48	2545942,79	-622690,67	7,09%	14,64	0,89
256,48	1578432,00	650	1006211,22	906,48	2584643,22	-674481,08	6,94%	14,85	0,89
256,48	1578432,00	675	1044911,65	931,48	2623343,66	-726271,50	6,80%	15,05	0,89
256,48	1578432,00	700	1083612,08	956,48	2662044,09	-778061,91	6,67%	15,24	0,88
256,48	1578432,00	725	1122312,52	981,48	2700744,52	-829852,32	6,55%	15,43	0,88
256,48	1578432,00	750	1161012,95	1006,48	2739444,95	-881642,73	6,43%	15,61	0,87

Tabla 6-5 Resultados de evaluación económica con seguimiento solar. Elaboración propia



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Como se puede observar en la tabla 6.5, la mejor rentabilidad se obtiene al no generar energía fotovoltaica, esto producido por los costos de inversión y mantenimiento correspondientes a la instalación de este tipo de central; Sin embargo, como en el caso anterior (tabla 6.4), se pueden reducir un poco estos índices económicos, provocando una menor rentabilidad económica, con el fin de siempre exista una base de generación fotovoltaica para entregar a la red.

6.6.3 Resumen de resultados

Es importante destacar que el estudio económico financiero se hizo a partir de una potencia hidroeléctrica determinada técnica-económicamente en el capítulo 4, de donde se ha realizado un análisis de sensibilidad para determinar la potencia fotovoltaica que produce una mejor rentabilidad global.

Se produce una mayor rentabilidad económica al generar únicamente energía hidroeléctrica; sin embargo se puede optar por generar con paneles fijos, al contrario de los paneles con seguimiento solar debido a los costos de instalación mayor de estos últimos; reduciendo los índices económicos (tabla 6.6). La idea es tener siempre una base de generación entregada a la red, debido a la probabilidad de tener ciertas épocas del año en donde no se tenga un caudal suficiente para entregar energía hidroeléctrica firme a la red, o por eventuales paradas por mantenimientos. Esta base de aporte de energía fotovoltaica se ha estimado en un 28,05% del total. Además, dada la ubicación geográfica, el sitio en estudio (cerca al ecuador), el seguimiento solar no sería imprescindible.

Energía Hidráulica		Energía Fotovoltaica Fija		Potencia Instalada total KW	Energía Generada total KWh	VAN	TIR	PRI	Rb/c
Potencia Nominal KW	Energía Generada KWh	Potencia Nominal KW	Energía Generada KWh						
256,48	1578432,00	100	127671,53	356,48	1706103,53	528393,68	18,84%	6,11	1,42

Tabla 6-6 Índices económicos finales para de la central. Elaboración propia



CAPITULO VII

CAPITULO SÉPTIMO

7 ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL

Los estudios de impacto ambiental E.I.A tienen por objeto analizar la relación de incidencia entre un proyecto determinado y el entorno afectado por dicho proyecto en cada una de las fases del proyecto: Construcción, Operación y Abandono. En este capítulo se hace una breve descripción de la flora y la fauna existente en el lugar y luego se analiza los diferentes impactos que podrían generarse con la implementación de la central híbrida Hidráulica-Fotovoltaica.

7.1 INTRODUCCIÓN

El lugar en el cual se realiza el estudio del proyecto planteado se encuentra junto al Parque Nacional Cajas. *El parque está formado por grandes elevaciones que guardan en su interior sistemas lacustres a manera de enormes cajas interconectadas. Su nombre viene del quichua Caxas, que significa “frio”.*

El clima del parque es especial, ya que el aire húmedo que viene de la costa choca con las masas de aire frío que asciende del oriente y también con el aire seco que proviene de la corriente del Niño. No existe una marcada regularidad en el clima y se dan frecuentes heladas, lloviznas, neblina y días de intenso sol. El parque es conocido también como fuente de agua, puesto que en él nacen los principales afluentes de los ríos Tomebamba, Mazán, Yanuncay y Miguir, que abastecen de agua potable a la ciudad de Cuenca, a su vez son los aportadores del Complejo Hidroeléctrico Paute, el mismo que suministra electricidad a casi todo el país.

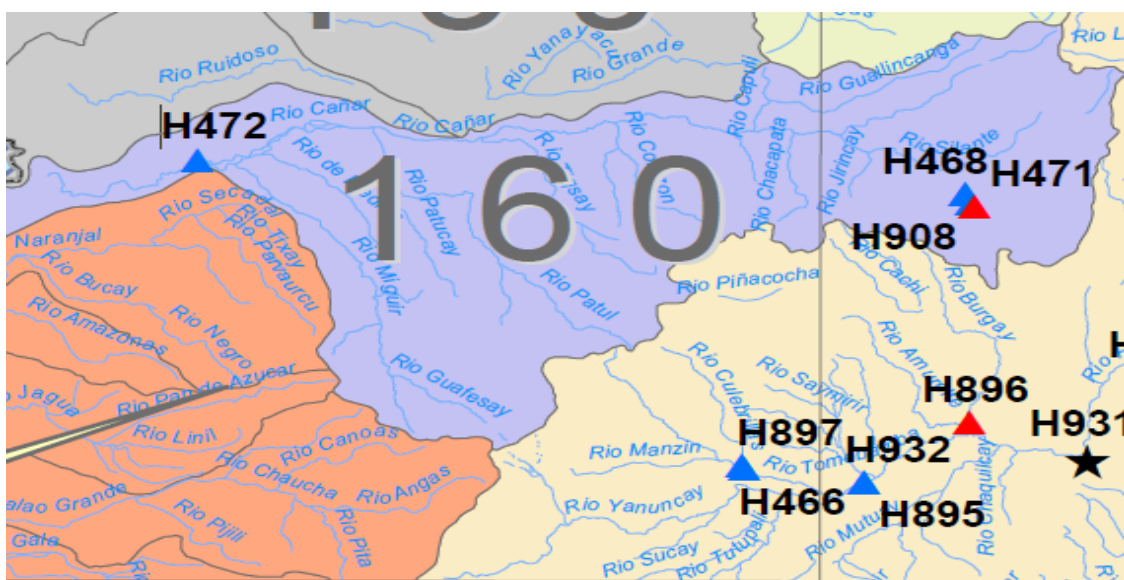


Figura 7.1 Cuenca Hidrográfica del Rio Miguir.¹⁵⁹

Cabe agregar que el Parque abarca las cuencas altas de los ríos Llaviuco, Mazán y Soldados, que drenan hacia la cuenca amazónica, y Luspa Sunincocha, Atugyacu, Jerez, Angas y Yantahuaico, que drenan hacia el Pacífico.

Se encuentra localizado en la parte más angosta de la Cordillera de los Andes y es el centro de endemismo norandino tanto a nivel de flora como de fauna.

¹⁵⁹www.inamhi.gob.ec



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

FLORA

En lo referente a flora, se estima que existen alrededor de 500 plantas vasculares en el Parque Nacional Cajas y están distribuidas en 243 géneros y 70 familias, el equivalente a la mitad de los géneros de plantas vasculares registrados en los páramos. En la siguiente tabla se describe la flora endémica del PNC

NOMBRE CIENTÍFICO	FAMILIA	CATEGORÍA DE AMENAZA
<i>Lysipomia vitreola</i>	Campanulacea	EN
<i>Carex toreadora</i>	Cyperaceae	EN
<i>Carex azuayae</i>	Cyperaceae	EN
<i>Critoniopsis dorrii</i>	Compositae	EN
<i>Loricaria azuayensis</i>	Compositae	EN
<i>Gentianella hirculus</i>	Gentianaceae	EN
<i>Gentianella longibarbata</i>	Gentianaceae	EN
<i>Symplocos blancae</i>	Symplocaceae	EN
<i>Valeriana secunda</i>	Valerianaceae	EN
<i>Draba steyermarkii</i>	Cruciferae	VU
<i>Valeriana cernua</i>	Valerianaceae	VU
EN: EN PELIGRO; VU: VULNERABLE. FUENTES: UICN 2006; CHACÓN ET AL 2006.		

Tabla 7-1 Flora Endémica del Parque Nacional Cajas¹⁶⁰

Aproximadamente 90% del Parque está representado por páramos, donde predominan cuatro tipos de vegetación: 1.- Gelidofitia: en la cima de los cerros más altos como Arquitecto o Amarillo. 2.- Páramo de pajonal: está presente en la mayoría del área; 3.- Páramo de almohadillas; 4.- Vegetación compuesta por árboles y arbustos: de hojas gruesas y duras, como el Berberis lútea (Berberidaceae); Chuquiraga jussieui (Asteraceae) y Pernettya prostrata (Ericaceae).

¹⁶⁰ Guía del Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas del Ecuador. ECOFUND, FAN, Darwin Net, IGM, ECOLAP y MAE. 2007.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

FAUNA

El componente de fauna del Parque Nacional Cajas está conformado por: 152 especies de aves, 43 de mamíferos, 15 de anfibios y 4 de reptiles.

MAMIFEROS

Se han identificado 43 especies de mamíferos en el Parque Nacional Cajas, principalmente micromamíferos. A nivel taxonómico, las familias mejor representadas son Muridae, Phyllostomidae, Cervidae, Felidae y Mustelidae.

Para los mamíferos de tamaño pequeño, los páramos funcionan como islas, generando importantes procesos de especiación, confirmándose la presencia de 8 especies endémicas para Ecuador y 2 restringida exclusivamente al Parque: Chibchanomys orcesi (Muridae), es un ratón semiacuático que vive en el piso altoandino sobre los 3 000 msnm, y Caenolestes tatei (Caenolestidae), un marsupial que habita los bosques altoandinos de Cajas.¹⁶¹

AVES

La avifauna del Parque es característica de los páramos y bosques montanos de la Cordillera de los Andes. Las familias mejor representadas son: Trochilidae, Tyrannidae y Thraupidae. Por otro lado, se registraron al menos diez especies endémicas, repartidas en dos centros de endemismo: páramos de los Andes centrales y Andes centrales del Sur. En el primer centro, las aves con distribución restringida son: loro carirrojo (Hapalopsittaca pyrrhops), Coeligena iris, Heliangelus viola (Trochilidae); y en el segundo centro de endemismo se registraron al cinclodespiquigrueso (Cinclodes excelsior), colibrí metalura gorgivioleta (Metallura baroni8S), curiquingueo caracara carunculado (Phalcoboenus carunculatus), Schizoeacagriseomurina (Furnariidae).

¹⁶¹ UICN 2006; CHACÓN ET AL 2006



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

NOMBRE COMÚN	NOMBRE CIENTÍFICO	CATEGORÍA DE AMENAZA	
		Ecuador	Global
Cóndor andino	<i>Vultur gryphus</i>	CR	NT
Pava barbada	<i>Penelope barbata</i>	EN	VU
Perico cachetidorado	<i>Leptosittaca branickii</i>	EN	VU
Loro carirrojo	<i>Hapalopsittaca pyrrhops</i>	EN	VU
Metalura gorjivioleta	<i>Metalura baroni</i>	EN	EN
Picocono gigante	<i>Oreomanes fraseri</i>	VU	NT
Tucán andino pechigris	<i>Andigena hypoglaucha</i>	NT	NT

CR: EN PELIGRO CRÍTICO; **EN:** EN PELIGRO; **VU:** VULNERABLE; **NT:** CASI AMENAZADO.
FUENTES: UICN 2006; FREILE Y SANTANDER 2005; GRANIZO ET. AL 2002.

Tabla 7-2 Aves Amenazadas del Parque Nacional Cajas¹⁶²

Anfibios y reptiles

El área alberga 33 % de los anfibios y 48 % de los reptiles registrados en el piso altoandino de Ecuador. Sin embargo, no se descarta la posibilidad que con estudios más exhaustivos se supere el número de especies registradas.

En lo referente a anfibios, las familias más diversas son Brachycephalidae, Bufonidae y Dendrobatidae. Adicionalmente, cinco especies son endémicas del Parque: Atelopus exiguus, A. nanay (Bufonidae); Eleutherodactylus cryophilus, E. ruidus y E. philipi (Brachycephalidae).

El PNC es el refugio de especies con alto grado de amenaza, como: Telmatobius niger (Ceratophryidae), Gastrotheca pseustes, G. litonedis (Amphignathodontidae); Hyloxalus anthracinus, H. vertebralis (Dendrobatidae); y Nelsonophryne aequatorialis (Microhylidae); (AmphibiaWeb Ecuador 2006). En lo que a reptiles se refiere, a comienzos del año 2005 se descubrió una nueva especie de colúbrido endémico en la zona de Soldados, Liophis sp. Además, podemos mencionar otras especies restringidas al Sur del Ecuador: Pholidobolus macbrydei, P. montium (Gymnophthalmidae); Stenocercus festae (Tropiduridae).¹⁶³

¹⁶² Guía del Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas del Ecuador. ECOFUND, FAN, Darwin Net, IGM, ECOLAP y MAE.

¹⁶³ Guía del Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas del Ecuador. ECOFUND, FAN, Darwin Net, IGM, ECOLAP y MAE.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

7.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE INFLUENCIA

El sector de estudio está constituido, en su gran mayoría por Piso Altoandino (p-A) conocido más comúnmente como páramo. El mismo que se ubica geográficamente sobre los 3,000 msnm. (Albuja L, 1999).

Medio Biológico del lugar de estudio

De acuerdo a lo descrito anteriormente, en el lugar de estudio de la central híbrida propuesta se estima que existen las siguientes especies.

Flora

Flora Endémica del lugar en estudio		
Nombre Científico	Familia	Categoría de Amenaza
<i>Lysipomia vitreola</i>	Campanulacea	EN
<i>Carex toreadora</i>	Cyperaceae	EN
<i>Carex azuayae</i>	Cyperaceae	EN
<i>Critoniopsis dorrii</i>	Compositae	EN
<i>Loricaria azuayensis</i>	Compositae	EN
<i>Gentianella longibarbata</i>	Gentianaceae	EN
EN: EN PELIGRO; VU: VULNERABLE		

Tabla 7-3 Flora Endémica del lugar en estudio¹⁶⁴

Fauna

Aves amenazadas del lugar en estudio		
Nombre Común	Nombre	Categoría de Amenaza
Picocono gigante	Oreomones froseri	VU
EN: EN PELIGRO; VU: VULNERABLE		

Tabla 7-4 Aves amenazadas del lugar en estudio. Elaboración Propia

¹⁶⁴ Guía del Patrimonio de Áreas Naturales Protegidas del Ecuador. ECOFUND, FAN, Darwin Net, IGM, ECOLAP y MAE. 2007



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Mamíferos

En el lugar de estudio se han podido observar especies como las Muridae (Rata), Phyllostomidae (Murciélago), Cervidae (Venado)

Medio Físico y Socioeconómico

La microcuenca del Río Miguir es una de las más importantes en producción hídrica del lado oeste del PNC no solo por su tamaño sino por la amplia red lacustre con más de 190 cuerpos de agua (Figura 7.2). Con una protección de la cuenca por parte del PNC del 53 % y que abarca casi todas las nacientes de ríos, quebradas y la mayor parte de la totalidad del sistema lacustre de la misma.

En dicha microcuenca se encuentran ubicadas las comunidades de Miguir, Santa María y Tambo Loma, las cuales usan el Parque Nacional Cajas para desarrollar la actividad de pesca de trucha, principalmente en las lagunas de Luspa, Sunincocha y Atugyacu, siendo éste el principal ingreso económico de la zona; junto con la actividad ganadera extensiva y las quemas periódicas, estas son las actividades más impactantes para el Parque Nacional en dicha cuenca. El desarrollo agrícola en la cuenca es limitado y las comunidades solamente poseen huertos caseros de papa, haba, oca y hortalizas para autoconsumo.

*Otro de los impactos directos que afectan al sistema hídrico de la cuenca es la vía Cuenca-Molleturo-Naranjal que emite muchos contaminantes por escorrentía a los cuerpos de agua, principalmente a ríos y quebradas. La mayor amenaza a la zona en general es el desarrollo minero por parte de la Compañía minera San Luis Minerales S.A. (IMC) en el sector de Río Blanco y la Compañía minera Mariana S.A. que tiene una conseción del 30% de toda el área de la microcuenca.*¹⁶⁵

¹⁶⁵ Mosquera, P. 2012.



Figura 7.2 Vista 3D de la Microcuenca del Río Miguir¹⁶⁶

Una vez definidas los medios biológicos, físicos y socioeconómicos existentes en el parque y en la zona de estudio procedemos a realizar la evaluación de potenciales impactos ambientales que podría generar la construcción de nuestra central.

7.3 EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES

A continuación se identifican los impactos ambientales potenciales que se prevé podrían ocurrir por la construcción de la central híbrida Hidráulica-Fotovoltaica, considerando las etapas de construcción, funcionamiento y abandono.

¹⁶⁶ Mosquera, P. 2012.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

7.3.1 Identificación de Impactos Ambientales

La identificación de los impactos probables a generarse durante la etapa de construcción, operación y abandono del proyecto en estudio se muestra en la matriz de la tabla 7.5. En la tabla se especifica únicamente si el impacto es positivo (P) o negativo (N).

			Acciones que pueden Causar Impactos Ambientales													
			Componentes del Proyecto	Etapa Previa		Etapa de Construcción							Etapa de Operación		Etapa de Abandono	
				Adquisición de terrenos para la construcción de la central híbrida	Investigaciones técnicas	Construcción de todos lo caminos de acceso a todas las áreas (casa de maquinas, lugar donde se instalaran los paneles)	Construcción de campamentos y patios de máquinas	Transporte de materiales excedentes a los depósitos de desmonte	Desvío temporal de las aguas del río Miguir	Instalación de equipos en la casa de maquinas e instalación de paneles fotovoltaicos	Residuos sólidos domesticos e industriales	Personal	Funcionamiento de la Central Híbrida	Purga de sedimentos	Mantenimiento de la Central Híbrida	Acumulación de desmontes
Componentes del Ambiente																
Medio Físico	Clima	Microclima														
		Nivel de Ruido			N	N	N		N							
	Aire	Humos y Gases			N		N									
		Nivel de Polvo			N	N	N									
	Agua	Variación del Flujo						N				N				
		Sedimentación						N								
		Calidad del agua						N		N		P	N			
	Suelo	Calidad del suelo			N		N		N		N					
Erosión				N	N		N									
Relieve				N	N				N							
Medio Biológico	Flora	Cobertura vegetal			N	N										
		Matorrales			N	N										
	Fauna	Fauna Silvestre			N	N	N	N		N	N					
		Fauna Acuatica						N		N	N	N	N			P
		Paisaje			N	N	N	N							N	N
Medio Socioeconómico y Cultural	Potencial hidroenergético			P					P			P				
	Terrenos de cultivo															
	Vías de comunicación						N									
	Salud Humana									N						
	Empleo Temporal			P	P		P		P	P	P	P	P	P	P	P
	Ingresos económicos locales		P	P	P		P		P	P	P	P		P	P	P
	Ganadería															
Sitios Arqueológicos																
P: Positivo	N: Negativo															

Tabla 7-5 Matriz de Identificación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica. Elaboración Propia



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

7.3.2 Evaluación de Impactos Ambientales

La Evaluación de Impactos Ambientales Potenciales de la central híbrida se presenta en la matriz de las tablas 7.6; 7.7; 7.8. Estas matrices se realizaron mediante la interrelación de causa-efecto entre cada componente u obra de la central híbrida, con cada uno de los componentes ambientales que forman el espacio natural y antrópico del río Miguir, que es el área donde se instalaría tanto la central hidroeléctrica como el parque fotovoltaico.

Para la evaluación de impactos se utilizó una matriz de Leopold modificada, la misma que analiza los impactos y aspectos en todas las etapas del proyecto. En ella se estructuró un conjunto de filas que recogen distintos factores del ambiente: tierra, agua, atmósfera, flora y fauna, subdivididas a su vez en componentes o aspectos parciales de esos sectores. En cada celda se realiza la valoración, por medio de la asignación de iniciales o números que corresponden a los siguientes criterios de valoración.

Impactos: Positivo o Negativo (P, N)

Probabilidad de ocurrencia: Alta, Moderada, Baja

Magnitud: Moderada, Alta, Baja

Duración: Temporal, Permanente (T, P)

Se utilizó este método debido a que es simple y directo, logrando una identificación muy completa de los impactos y una primera calificación, poniendo de manifiesto la necesidad de un estudio más detallado de aquellos impactos que resulten más graves. Es útil, en consecuencia, como lista de chequeo y para la comparación global de alternativas de proyectos en fases tempranas de desarrollo.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Impactos Ambientales	Elementos Causantes	Criterios de Evaluación					
ETAPA DE CONSTRUCCION		Tipo	Magnitud	Área de Influencia	Duración	Probabilidad de ocurrencia	Mitigabilidad
Alteración de la calidad de aire por emisión de partículas (polvo), gases y ruido	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, tubería de conducción, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	N	Moderada	Puntual	Temporal	Alta	Moderada
Variación de flujo de agua del río Miguir	Desvío temporal de las aguas del río Miguir.	N	Moderada	Puntual	Temporal	Alta	Moderada
Alteración de la calidad de agua del río Miguir	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes,	N	Alta	Zonal	Temporal	Alta	Moderada
Alteración de la calidad del suelo	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes,	N	Alta	Puntual	Temporal	Alta	Alta
Riesgo de erosión del suelo	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	N	Alta	Puntual	Permanente	Alta	Alta
Modificación de relieve del suelo	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	N	Moderada	Puntual	Permanente	Alta	Alta
Reducción de la cobertura vegetal	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	N	Alta	Puntual	Temporal	Alta	Alta
Perturbación a la Fauna	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	N	Moderada	Zonal	Temporal	Alta	Moderada
Alteración del paisaje	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	N	Moderada	Local	Temporal	Alta	Alta
Generación de empleo temporal	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	P	Moderada	Zonal	Temporal	Moderada	
Ingresos económicos locales	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	P	Moderada	Zonal	Temporal	Alta	
Oferta de alimentos	Durante todas las operaciones del proceso constructivo, de las bocatomas, campamentos, depósitos de desmontes, instalación de paneles, caminos de acceso.	P	Moderada	Zonal	Temporal	Moderada	

Tabla 7-6 Matriz de Evaluación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica. (Etapa de Construcción). Elaboración Propia



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Impactos Ambientales	Elementos Causantes	Criterios de Evaluación					
ETAPA DE OPERACIÓN							
		Tipo	Magnitud	Área de Influencia	Duración	Probabilidad de ocurrencia	Mitigabilidad
Alteración del flujo hídrico del río Miguir	Funcionamiento de la central híbrida.	N	Alta	Zonal	Permanente	Alta	Moderada
Afectación de la Fauna Acuática(peces) de río Miguir	Funcionamiento de la central híbrida.	N	Alta	Local	Permanente	Alta	
Perturbación de la fauna Silvestre	Funcionamiento de la central híbrida.	N	Baja	Local	Temporal	Alta	Moderada
Alteración del paisaje	Funcionamiento de la central híbrida.	N	Baja	Local	Permanente	Alta	
Generación de empleo	Funcionamiento de la central híbrida.	P	Baja	Zonal	Permanente	Alta	
Potencial hidroenergético y Solar	Funcionamiento de la central híbrida.	P	Alta	Zonal	Permanente	Alta	
Oferta de alimentos	Funcionamiento de la central híbrida.	P	Alta	Local	Permanente	Alta	

Tabla 7-7 Matriz de Evaluación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica. (Etapa de Operación). Elaboración Propia.

Impactos Ambientales	Elementos Causantes	Criterios de Evaluación					
ETAPA DE ABANDONO							
			Magnitud	Área de Influencia	Duración	Probabilidad de ocurrencia	Mitigabilidad
Alteración de la calidad de aire por emisión de partículas de polvo, gases y ruido	Durante las operaciones de demolición y retiro de las instalaciones de las bocatomas, retiro de paneles solares, casa de máquinas, campamentos, caminos de acceso.	N	Moderada	Puntual	Temporal	Alta	Moderada
Alteración de la calidad de agua del río Miguir	Durante las operaciones de demolición y retiro de las instalaciones de las bocatomas, retiro de paneles solares, casa de máquinas, campamentos, caminos de acceso.	N	Alta	Zonal	Temporal	Alta	Moderada
Generación de empleo temporal	Durante las operaciones de demolición y retiro de las instalaciones de las bocatomas, retiro de paneles solares, casa de máquinas, campamentos, caminos de acceso.	P	Baja	Zonal	Temporal	Alta	
Alteración del paisaje	Durante las operaciones de demolición y retiro de las instalaciones de las bocatomas, retiro de paneles solares, casa de máquinas, campamentos, caminos de acceso.	N	Moderada	Zonal	Permanente	Alta	Moderada

Tabla 7-8 Matriz de Evaluación de los Impactos Ambientales Potenciales de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica. (Etapa de Abandono). Elaboración Propia.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

7.4 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL (PMA)

A pesar de tener menos de 1 MW de potencia instalada, el proyecto deberá contar con un plan de manejo ambiental¹⁶⁷, el mismo que estará orientado a potenciar los impactos positivos y a prevenir, mitigar o controlar los impactos negativos, dentro de las áreas de influencia directa e indirecta de las obras e instalaciones de la central. Debido a que el área en el cual se hace el estudio es un área sensible, el PMA deberá ser realizado detalladamente con el fin de mitigar los efectos negativos que causarían la implementación de la Central Híbrida Hidráulica-Fotovoltaica.

El PMA deberá contener los programas con sus respectivos proyectos, que se muestran a continuación:

- ✓ **Programa de Prevención:** Comprende medidas prácticas que plantearán alternativas y sugerencias para evitar, minimizar o atenuar los impactos; partiendo del criterio de que siempre es mejor prevenir y minimizar la ocurrencia de impactos ambientales y sociales, que mitigarlos o corregirlos.
- ✓ **Programa de Mitigación Ambiental:** Tiene por finalidad evitar o disminuir los efectos adversos del proyecto o actividad, cualquiera sea su fase de ejecución. Se expresarán en un Plan de Medidas de Mitigación que deberá considerar, a lo menos, una de las siguientes medidas:
 - a) Las que impidan o eviten completamente el efecto adverso significativo, mediante la no ejecución de una obra o acción, o de alguna de sus partes.
 - b) Las que minimizan o disminuyen el efecto adverso significativo, mediante una adecuada limitación o reducción de la magnitud o duración de la obra o acción, o de alguna de sus partes, o a través de la implementación de medidas específicas.

¹⁶⁷ En la normativa del CONELEC no se exige un EIA para instalaciones menores a 1MW (Ver Anexo 1).



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

- ✓ **Programa de Manejo de Desechos:** Establece las directrices para el adecuado manejo, transporte y disposición final, de todo residuo generado por las actividades ejecutadas durante las etapas constructivas, operativas y de abandono de la Central Híbrida, en conformidad con las regulaciones y normas ambientales.
- ✓ **Programa de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional:** En este programa se determinan normas mínimas requeridas por la regulación ecuatoriana, con el objeto de proteger a los empleados, contratistas y subcontratistas, así como a los pobladores del área de influencia, en todas las actividades realizadas durante la construcción y operación de la Central Híbrida; de tal manera que los trabajos se realicen evitando riesgos de accidentes e incidentes y en caso de que ocurran, estos sean comunicados para su evaluación y posterior adopción de medidas correctivas para evitarlos en el futuro.
- ✓ **Programa de Contingencia y Riesgos:** Este programa tiene como propósito establecer las acciones necesarias, a fin de prevenir y controlar eventualidades naturales y accidentes laborales que pudieran ocurrir en el ámbito de influencia del Proyecto, con el fin de proteger la vida humana, los recursos naturales y los bienes en la zona del proyecto, así como evitar retrasos y costos extras durante la ejecución de las obras civiles
- ✓ **Programa de Relaciones Comunitarias:** Tiene como objetivo establecer un conjunto de actividades que permita una fluida y eficiente comunicación con los habitantes beneficiados y afectados por la ejecución del proyecto, así como con la ciudadanía en general sobre todo para informar sobre el avance de la ejecución.
- ✓ **Programa de Capacitación Ambiental:** Tiene como objetivo proporcionar a todas las personas involucradas en las distintas actividades y operaciones de cada una de las fases (construcción, operación, mantenimiento, y retiro),



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

la información necesaria para que las actividades que realicen estén enmarcadas dentro del concepto de protección al ambiente.

✓ **Programa de Monitoreo y Seguimiento:**

Este programa constituye un documento técnico de control ambiental, en el que se establecen los parámetros para el seguimiento de la calidad de los diferentes factores ambientales que podrían ser afectados durante la construcción de la central.

- ✓ **Programa de Retiro y Abandono:** El Plan de Abandono de la Central Híbrida, presenta las acciones que se deben realizar una vez finalizada la etapa de construcción, remoción de la infraestructura temporal, y el periodo de vida útil de Proyecto y/o ante la ocurrencia de alguna situación que lo amerite, de manera que el ambiente se acondicione al estado en que se encontraba sin la implementación del Proyecto.

Cada uno de estos programas deberá contemplar un presupuesto, cronograma y estar a cargo de personal técnico responsable de su ejecución y seguimiento.



CAPITULO VIII

CAPITULO OCTAVO

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES:

Luego de realizar el estudio técnico-económico para la implementación de un sistema híbrido hidráulico-fotovoltaico conectado a la red junto al Parque Nacional Cajas, se tiene las siguientes conclusiones:

- El uso de fuentes renovables para la generación de energía, es una opción para reducir los índices de emisiones de gases de efecto invernadero, que afecta de manera directa al cambio climático y por ende a las personas.
- La zona escogida para realizar el estudio se debió a que el lugar contaba con recursos (hídrico y solar), para el aprovechamiento de los mismos para generación de electricidad.
- A pesar de que el lugar se encuentra en una zona ambientalmente sensible (junto al PNC), se puede construir la central teniendo en cuenta todas las consideraciones ambientales con el fin de tener un mínimo impacto en el aprovechamiento de los recursos naturales.
- Toda la energía generada será entregada a la red al estar regida la central a las regulaciones 004/11 Tratamientos para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales y 009/08 Registro de generadores menores a 1 MW. Hay que recalcar que estas regulaciones fueron reemplazadas por las regulaciones 001/13 Regulación para la participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales y 002/13



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1 MW, respectivamente, en el mes de junio de 2013. Sin embargo para el desarrollo de esta tesis se consideró las regulaciones anteriores. El principal cambio de la regulación 004/11 por la 001/13, es que en esta última, no se considera a la generación fotovoltaica dentro de las energías renovables con el precio preferente, mientras que el precio para la energía hidroeléctrica varió de 7,17 cUSD a 7,81 cUSD.

- La energía hidroeléctrica es la energía renovable que posee el mayor desarrollo tecnológico, lo que le ha llevado a ser la de mayor implementación a nivel mundial.
- Desde el punto de vista técnico, el estudio es factible y se puede aprovechar los recursos hidráulico y solar, para la generación de energía.
- En base al estudio económico, la mejor alternativa de generación se obtiene con energía hidroeléctrica, con un aprovechamiento de altura (70m) y caudal variable a lo largo del año. Esta se obtiene con la instalación de una turbina tipo Pelton de eje horizontal de dos toberas con una potencia nominal de 256,48 KW; produciendo el mayor VAN (\$ 672069,65), TIR (29,12%) y un periodo de recuperación de la inversión de casi 4 años; debido al reducido costo de esta tecnología en comparación con la tecnología fotovoltaica. Al generar energía fotovoltaica se obtiene una reducción de los índices económicos, antes mencionados. Sin embargo la ventaja que se presenta en el sistema híbrido es tener una base de generación de energía fotovoltaica.
- La mejor alternativa de generación del conjunto hidráulico-fotovoltaico, se obtiene con una potencia hidroeléctrica de 256,48 KW (71,95%); mientras que la mejor opción para la generación fotovoltaica sería mediante la instalación de paneles fijos con una orientación a 17 grados con una potencia nominal de 100 KW (28,05%); la central producirá en conjunto una energía de 1706103,53 KWh/año.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

- Si se desea instalar paneles fotovoltaicos, la mejor opción es paneles fijos, antes que los paneles con seguimiento solar, debido al costo superior de estos últimos y dada la ubicación geográfica, el seguimiento solar no sería imprescindible.
- Considerando la sensibilidad de la fauna y flora que rodea el área donde se ha planteado ubicar la central híbrida, se ha realizado un análisis del impacto ambiental del proyecto, determinándose que el impacto ambiental generado por el mismo sería de carácter moderado.
- Con la implementación de la central, se tendría un impacto visual negativo, frente a la belleza natural y el entorno turístico del lugar. Sin embargo, la construcción de la central híbrida mejoraría la economía de sectores cercanos de la central, en todas las fases del proyecto.
- La red existente a la que se entregaría la energía pertenece a la EERCS, dicha red en la actualidad tiene problemas de caída de tensión, por lo que con la implementación de la central híbrida se mejoraría las condiciones actuales de la red, lo cual ha sido comprobado mediante el Software SYMDIST.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

8.2 RECOMENDACIONES:

- Teniendo en cuenta que para el desarrollo del estudio se consideró una aproximación del caudal del río Miguir, a partir del caudal del río Llaviuco, se debe realizar una comprobación del caudal estimado.
- Para una mejor estimación técnica económica, se recomienda realizar una simulación mediante programas disponibles como PVsyst V5.64, Retscreen, Homer.
- El proyecto deberá ser socializado con las comunidades cercanas al sector de la central, en caso de la aprobación del mismo.
- La implementación de la central deberá generar desarrollo local, ya que al ser administrado por una empresa pública, parte de los ingresos económicos deberán ser destinados a la creación de una “cuenta del buen vivir”, para la inversión local.
- Se recomienda en el estudio de factibilidad hacer una mejor valoración económico-financiera, en donde se considere el tipo y los costos de cada equipo a utilizar, para tener un análisis de sensibilidad más preciso.
- Se deberán utilizar normas internacionales para la construcción, operación y para la mitigación de impacto ambiental.



CAPITULO IX

CAPITULO NOVENO

9 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

9.1 BIBLIOGRAFÍA:

Planning and Installing Photo-Voltaic- System, A guide for installers, architects and engineers.
(2008). Alemania: ISBN-13.

AL, C. E. (2006). *UICN 2006*.

Aparicio, F. (1992). *Fundamentos de Hidrologia de Superficie*. Mexico: Limusa.

BHA, T. B. (2005). *A guide to UK mini hydro developments*. BHA.

Boyle, G. (2012). *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. London: Oxford University Press.

Chow, V. T. (1994). *Hidraulica de Canales Abiertos*. Bogota: McGraw Hill.

CONELEC. (2010). *Ley de Regimen del sector eléctrico*. Quito.

CONELEC. (2011). *Plan Maestro de Electrificación 2012-2021*. Quito: www.conelec.gob.ec.

Coz, F., & Sánchez, T. (1996). *Manual de mini y micro centrales hidráulicas*. Lima: ITDG, Perú.

Cuenca, M. O. (2010). *CÓDIGO TÉCNICO ECUATORIANO CTE INEN XX*. Quito.

Debora, P. (2009). *Caracterizacion de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil*. Madrid.

Electric, S. (s.f.). *Guía de soluciones Parques Fotovoltaicos*. Barcelona.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

- ESHA, E. S. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. info@esha.be.
- ETESA. (2006). *Estudio Hidrometeorológico de Panamá*. Panamá.
- Expertos, G. d. (1979). *Desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Latinoamerica y el Caribe*. Quito.
- Fernández Díez, P. (s.f.). *Turbinas hidráulicas*. Santander: Universidad de Cantabria.
- G. Nofuentes, J. V. (2011). *Instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos marginales*. Valencia.
- IDAE. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid: www.idae.es.
- INAMHI. (2010). *Anuario Hidrológico*. Quito: Unidad Sigihm.
- Markvart, & Castañer. (2003). *Practical Handbook of Photovoltaic*. UK: Elsevier.
- Nacional, A. (2008). *Constitución de la República*. Montecristi.
- Ortiz, E. V. (s.f.). *Huerta fotovoltaica de 1,2 Mw con conexion a la red en Sevilla*. Sevilla: Universidad de Oviedo.
- Patel, M. (1999). *Wind and Solar Power Systems*. New York: CRC.
- Perpiñan, O. (2012). *Energia Solar Fovovoltaica*. España: Creative Commons.
- Potess, S. (1971). *Centrales Eléctricas*. Barcelona: Gustavo Gili, S. A.
- Ramírez Vazquez, J. (1974). *Centrales Electricas*. Barcelona: Ediciones CEAC, S. A.
- Ramírez Vázquez, J. (1974). *Máquinas motrices Generadores de energía eléctrica*. Barcelona, España: Ediciones CEAC, S. A.
- Rekioua, D., & Matagne, E. (2012). *Optimizacion of Photovoltaic Power System*. Springer.
- Roldan, P. (2009). *Evaluacion de las Energias Renovables No Convencionales Factibles a Desarrollarse en el Ecuador*. Quito.
- Salud, O. P. (2011). *Comprender el cambio climático*. Bogotá.
- Visiga Delgado, D. (s.f.). *Generacion Electrica mediante un Sistema Hibrido Hidraulico-Fotovoltaiico Aislado de la Red Para una Pequeña Poblacion Rural*. Cataluña: Universidad Politecnica de Cataluña.
- Zoppetti Júdez, G. (1974). *Centrales Hidroeléctricas*. Barcelona: Gustavo Gili, S. A.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

9.2 REFERENCIAS VIRTUALES

www.abb.com.

www.celec.com.ec.

conelec.gob.ec

www.cenace.org.ec.

www.correinteshoy.com.

www.gavazzionline.com.

www.idae.es.

www.inamhi.gob.ec.

www.isohton.com.

www.mecasolar.com.

www.meteonorm.com.

www.ormazabal.com.

www.ren21.net.

www.sfe-solar.com/distribucion-venta-fotovoltaicos/ranking-comparativo-paneles/.

www.stamati.com.

http://www.stinorland.com/es/article_services_productosejeaszimutal.html.

<http://www.wkv-ag.com/index.php/es/energia-hidraulica/faq.html>.

<http://volta-team.de>.

www.eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/.

www.centrosur.com.ec

about.bnef.com

www.economiadelaempresa.files.wordpress.com

www.wkv-ag.com/index.php/es/energia-hidraulica/faq.html



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

www.weg.net. (s.f.)

www.generalia.es

www.earth.google.com



ANEXO 1 REGULACIONES

A1.1 REGULACIÓN 004/11 “TRATAMIENTO PARA LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES”.

A1.1.1 REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas en el numeral anterior de la presente Regulación, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;
7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente; y
8. Esquema de financiamiento.

A1.1.2 PROCEDIMIENTO DE CALIFICACIÓN Y OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE:

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente.

A1.1.3 CONDICIONES PREFERENTES

A1.1.3.1 PRECIOS PREFERENTES

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por KWh, son aquellos



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

indicados en la Tabla No. 1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

CENTRALES	<i>Territorio Continental</i>	<i>Territorio Insular de Galápagos</i>
<i>EÓLICAS</i>	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
<i>SOLAR TERMOELÉCTRICA</i>	31.02	34.12
<i>CORRIENTES MARINAS</i>	44.77	49.25
<i>BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW</i>	11.05	12.16
<i>BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW</i>	9.60	10.56
<i>GEOTÉRMICAS</i>	13.21	14.53

Tabla A1.1 Precios Preferentes de Energía Renovable en (cUSD/KWh)

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla No. 2, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por KWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.

CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

Tabla A1.2 Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas hasta 50 MW en (cUSD/KWh)



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A1.1.3.2 VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

- a) Para los generadores de la Tabla No. 1, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.
- b) Para los generadores de la Tabla No. 2, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente se liquidará con el promedio de precio de contratos regulados de centrales o unidades de generación en operación, correspondiente a esa tecnología vigentes a esa fecha.

A1.1.3.3 DESPACHO PREFERENTE

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

esta Regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las biomasas y las geotérmicas, las que no tendrán esta limitación.

Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá haber un despacho preferente sobre el 6% y hasta el porcentaje máximo que se determine en esas políticas.

Los generadores hidroeléctricos que se acojan a esta Regulación tendrán un despacho obligatorio y preferente.

A1.1.4 CONDICIONES OPERATIVAS

A1.1.4.1 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICIÓN

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

A.1.1.4.2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A.1.1.4.3 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

A.1.1.4.4 PREVISIÓN DE ENERGÍA A ENTREGARSE

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE, la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con lo establecido en el Art. 29 del Reglamento de Despacho y Operación.

A.1.1.5 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en las Tablas Nos. 1 y 2 de la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda.

Para el caso de que supere el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado, con despacho preferente, el Estado asumirá el diferencial de costos (sobrecostos) entre el precio señalado en la presente Regulación y el valor medio del precio de contratos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A.1.1.6 PRECIO DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL 2013

Para aquellos proyectos cuyos contratos se suscriban o por incremento de capacidad se modifiquen a partir del año 2013, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su periodo de vigencia, los que serán aplicables únicamente para los casos antes señalados a partir de ese año y por un período de vigencia que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Para la revisión de los precios y fijación del plazo de vigencia, indicados en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC realizará el estudio correspondiente basado en referencias internacionales de este tipo de energías, la realidad de precios del mercado eléctrico ecuatoriano o cualquier otro procedimiento que estimare conveniente.

A.1.1.7 GENERADORES MENORES A 1 MW

Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta Regulación no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la Regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso. En dicho registro deberán constar los precios preferentes y el plazo de conformidad con los numerales 3.1 y 3.2 de la presente Regulación.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la Regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora.

Los procesos de supervisión, revocatoria del registro y su actualización serán los establecidos en la Regulación relacionada con los registros de los generadores menores a 1 MW.

Para la operación de estas centrales deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía. El sistema de



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

medición comercial que se exija a estos generadores será el establecido en la Regulación del sistema de medición comercial para cargas menores a 650 kW.

A.1.1.8 CONTRATO DE COMPRAVENTA

Los generadores no convencionales que hayan obtenido del CONELEC el respectivo título habilitante, podrán firmar con el representante de la demanda un contrato de compraventa de energía.

A.1.1.9 RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS PÚBLICAS Y SOCIEDADES ANÓNIMAS QUE FUNCIONEN COMO PÚBLICAS PARA EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Se establece como obligación de las Empresas Públicas, sujetas a la Ley Orgánica de Empresas Públicas que se acogen a la Regulación No CONELEC - 004/11, la implementación de Programas para el Estado del Buen Vivir Territorial en las zonas de la influencia donde se desarrollen proyectos de generación, de conformidad con las políticas y normativa emitidas por el Gobierno Central para el efecto.

Con el objeto de disponer de recursos económicos que permitan financiar los Programas para el Estado del Buen Vivir Territorial, en las zonas de influencia de los proyectos de generación, las empresas públicas y las sociedades anónimas que funcionen como públicas y, que se hayan acogido a esta Regulación, crearán para el efecto una «*Cuenta para el Estado del Buen Vivir Territorial*», que permitirá cubrir los gastos de responsabilidad social en favor de los gobiernos autónomos descentralizados que se encuentren dentro de sus áreas de influencia.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A.1.1.9.1 CREACIÓN DE LA CUENTA PARA EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Todas las empresas públicas y las sociedades anónimas que funcionen como públicas, que desarrollen proyectos de generación y que se hayan acogido a las condiciones preferentes de la Regulación No. CONELEC-004/11, deberán de manera inmediata y obligatoria, destinar recursos para el Estado del Buen Vivir Territorial a través de la creación de una cuenta plenamente identificada dentro del sistema de cuentas de la empresa. Para este fin, esta cuenta se alimentará a través de una fracción de los ingresos por venta de energía, según la metodología establecida en el numeral siguiente.

A.1.1.9.2 DETERMINACIÓN DE LOS RECURSOS A SER DESTINADOS A LA CUENTA PARA EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Para calcular la fracción que deben aportar mensualmente las empresas mencionadas en el numeral anterior, se utilizará un “valor unitario” que deberá ser aplicado a la energía recaudada por estas empresas, para cada tipo de tecnología de generación. Este valor será exigible mientras esté vigente el plazo definido en la Regulación denominada «Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales» y, el *Estado asuma los costos de inversión de estos proyectos de generación de energías renovables no convencionales*.

Los valores unitarios aplicables mensualmente, a cada tipo de tecnología de generación, son los indicados en las Tablas No 3 y 4.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
<i>Eólicas</i>	2,39	2,62
<i>Fotovoltaicas</i>	11,80	12,99
<i>Solar Termoeléctrica</i>	8,74	9,61
<i>Corrientes Marinas</i>	12,77	14,05
<i>Biomasa y Biogás < 5 MW</i>	2,86	3,5
<i>Biomasa y Biogás > 5 MW</i>	2,50	2,75
<i>Geotérmicas</i>	3,36	3,69

Tabla A1.3 Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD/KWh-recaudado)

Centrales	Territorio Continental
<i>Centrales Hidroeléctricas menores 10MW</i>	2,07
<i>Centrales Hidroeléctricas mayores a 10MW hasta 30MW</i>	1,98
<i>Centrales Hidroeléctricas mayores a 30MW hasta 50MW</i>	1,78

Tabla A1.4 Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD/KWh-recaudado)

El CONELEC podrá efectuar un nuevo cálculo aplicable anualmente, pero en caso de no hacerlo, seguirán vigentes los valores presentados en esta Regulación.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A.1.1.9.3 PROCEDIMIENTO PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS PARA EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Las empresas públicas y las sociedades anónimas que funcionen como públicas informarán mensualmente al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el estado de la "Cuenta del Buen Vivir Territorial".

Estas empresas, en coordinación con los gobiernos autónomos descentralizados, tomando como base las políticas y normativa emitidas por el Gobierno Central, priorizarán y definirán los proyectos a ejecutarse; informarán al respecto al MEER y al CONELEC y, posteriormente, financiarán y ejecutarán dichos proyectos de conformidad con la planificación establecida.

A.1.1.9.4 CONTROL DE RECURSOS

Por tratarse de recursos públicos, el control de la cuenta y su utilización estarán sujetos a toda la normativa vigente que sea aplicable.

Las empresas públicas, deberán permanentemente establecer canales de difusión relativos al uso de los recursos de la "Cuenta para el Estado del Buen Vivir Territorial", y cumplirán con la normativa vigente relativa a la planificación, administración y uso de recursos públicos.

A.1.2 REGULACIÓN 009/08 “REGISTRO DE GENERADORES MENORES A 1 MW”.

A1.2.1 DE LOS REGISTROS

El Registro es un documento que constituye un Acto Administrativo por el cual se autoriza a una Empresa de Generación, con una capacidad nominal instalada menor a 1 MW, para su participación en el sistema eléctrico.

Los interesados en ejecutar proyectos de generación, y aquellas centrales que se encuentran en operación, cuya capacidad nominal instalada no supere el 1 MW,



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

deberán obtener el correspondiente Registro ante el CONELEC, para lo cual presentarán la siguiente información:

- a) Solicitud dirigida al Director Ejecutivo del CONELEC.
- b) Escritura de constitución de la empresa.
- c) Nombramiento del representante legal.
- d) Certificado de cumplimiento de obligaciones y existencia legal emitido por la Superintendencia de Compañías.
- e) Certificado de no intersección con las zonas del Patrimonio Nacional De Áreas Naturales Protegidas, del Patrimonio Forestal del Estado o de los Bosques y Vegetación Protectores, emitido por el Ministerio del Ambiente. En el caso de que la central o proyecto se encuentre ubicado total o parcialmente dentro de Áreas Protegidas, se deberá observar lo establecido en la normativa vigente.
- f) Memoria descriptiva del proyecto, en donde se incluya: Ubicación cartográfica del proyecto o central con sus respectivas coordenadas, capacidad nominal instalada, características fundamentales del equipamiento electromecánico con los planos de implantación, descripción de obras principales, forma de conexión a las instalaciones del sistema eléctrico, estimación de la producción energética, recurso primario a utilizarse para la producción de energía eléctrica y cronograma general de ejecución del proyecto.

Para el caso de centrales hidroeléctricas, adicional a la información detallada anteriormente, se incluirá la siguiente documentación:

- 1. Copia del Estudio Hidrológico presentado para la emisión de la correspondiente sentencia de aguas.
- 2. Sentencia Ejecutoriada de Concesión del derecho de aprovechamiento de las aguas, emitida por la entidad competente sobre el tema.
- 3. Incluir en la Memoria Técnica del proyecto, las respectivas coordenadas y cotas de la bocatoma, casa de máquinas y descarga de aguas



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Una vez recibida toda la información, el CONELEC procederá a analizarla y, de ser adecuada, se otorgará el correspondiente Registro.

Para el caso de entidades públicas, que soliciten la ejecución de proyectos de generación menores a 1 MW, o su correspondiente operación, el Registro lo podrán solicitar dichas entidades, sin la necesidad de crear una empresa adicional para este efecto, por tanto están exentos de presentar los requisitos establecidos en los literales b), c) y d) del numeral 3 de esta Regulación.

A1.2.1.1 Procesos de Supervisión.

Una vez otorgado el Registro Correspondiente, para el caso de proyectos en construcción, el CONELEC supervisará el cumplimiento del cronograma de ejecución de los mismos, para lo cual queda facultado a efectuar las inspecciones que considere necesarias de forma que se cumpla con esta actividad y a exigir toda la información que requiera. En el caso de que existan retrasos en la fecha de ingreso en operación de la central, el titular del Registro comunicará inmediatamente, y en forma oficial, de estos particulares, para lo cual se incluirá toda la información que sustente las causas que produjeron el retraso en la ejecución del proyecto.

En el caso de que la información de sustento para los retrasos presentados en la ejecución del proyecto sea adecuada, el CONELEC podrá otorgar un plazo adicional para solventar los retrasos, caso contrario se revocará el Registro correspondiente.

De igual forma se procederá en el momento de que el plazo otorgado por el CONELEC, haya transcurrido y no se subsane el incumplimiento que produjo el retraso en la ejecución del proyecto, esto es, la revocatoria del Registro.

El CONELEC tendrá derecho a inspeccionar las instalaciones del titular de un Registro cuando la central se encuentre operativa, cuando las circunstancias así lo ameriten y previa notificación.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A1.2.1.2 Revocatoria del Registro

El CONELEC revocará el Registro y lo notificará a su Titular, al CENACE y a la Empresa Distribuidora donde se encuentre físicamente ubicado el generador, en el caso de presentarse los siguientes causales:

- a) Si se comprueba que para el proceso de registro se presentó información falsa.
- b) Si existe revocatoria de la Sentencia de Concesión del derecho de aprovechamiento de las aguas.
- c) Si existe incumplimiento en la fecha de operación de la central que está en construcción, por causas imputables al titular del Registro.
- d) Si una vez que ingrese en operación se detectare que la capacidad nominal instalada supera el 1 MW.

El acto de revocatoria del Registro, constituye el retiro de la autorización para que una Empresa de Generación, cuya capacidad nominal instalada no supere el 1 MW, pueda participar en el sistema eléctrico y por tanto no podrá comercializar su energía.

A1.2.2 ACTUALIZACIÓN DEL REGISTRO

Una vez que los interesados en ejecutar proyectos de generación, y aquellas centrales en operación, cuya capacidad nominal instalada no supere el 1 MW, hayan obtenido el correspondiente Registro ante el CONELEC, deberán actualizarlo, cada cinco años.

Para el caso de Centrales Hidroeléctricas, se deberá adjuntar a la solicitud respectiva, un certificado emitido por la entidad competente, en el cual se indique que sigue vigente la sentencia de Concesión del derecho de aprovechamiento de las aguas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A.1.2.3 TRANSACCIONES PERMITIDAS

Este tipo de generadores podrán comercializar su energía única y exclusivamente con el distribuidor de la zona donde se ubica la central de generación, para lo cual se deberá informar de la misma forma al CENACE, los convenios o acuerdos operativos y comerciales a los que se haya llegado con el distribuidor.

En el caso de sistemas no incorporados, se podrá comercializar la energía producida con otros clientes, con autorización del Distribuidor, cuando:

- a) El Distribuidor que tenga la concesión en esa zona, no pueda dar el servicio directamente a dicho cliente; y
- b) Cuando las facilidades de las instalaciones y la cercanía física del cliente, justifiquen el abastecimiento por parte de estos generadores.

Los Autogeneradores que dispongan de centrales cuya capacidad nominal instalada no supere el 1 MW, podrán comercializar sus excedentes de la misma forma indicada en el primer párrafo de este numeral, para lo cual deberán observar lo establecido en esta Regulación y en la normativa relativa a los autogeneradores en lo que sea aplicable.

Las centrales que utilicen recursos energéticos renovables no convencionales para su operación, se sujetarán a lo establecido en la normativa específica a este tipo de generación, en el caso que escojan ser remunerados con los precios fijados por el CONELEC para este tipo de recursos, caso contrario deberán sujetarse a lo establecido en la presente Regulación.

A.1.2.4 DE LA OPERACIÓN

Previo al inicio de la operación de este tipo de generadores, el CONELEC efectuará una inspección para verificar que se cumpla estrictamente lo establecido en esta Regulación y en especial con lo relacionado con la capacidad nominal instalada.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

En el caso de que dicha capacidad supere el 1 MW, se procederá conforme lo establecido en el numeral 1.2 de esta Regulación y, por tanto, el propietario de la central de generación, deberá solicitar al CONELEC el permiso correspondiente.

Una vez obtenido el Registro correspondiente ante el CONELEC, para su operación, las centrales de generación cuya capacidad nominal instalada no supere el 1 MW, y que no se encuentren sujetas al despacho centralizado del CENACE, deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, referente al envío de toda la información requerida por el Administrador Técnico y Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista, para lo cual la Corporación CENACE, en un plazo de 30 días contados a partir de la expedición de la presente Regulación, elaborará un instructivo que contenga un procedimiento que viabilice la participación de este tipo de generadores. Dicho instructivo deberá ser puesto en conocimiento de todos los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

A.1.2.5 DE LA LIQUIDACIÓN

La energía producida por este tipo de centrales de generación, será liquidada en función de los convenios o acuerdos comerciales a los que se lleguen con la respectiva empresa distribuidora, para lo cual, y con el carácter de informativo, se debe remitir al CONELEC una copia de dichos convenios o acuerdos.

De esta forma, la energía producida por los generadores menores a 1 MW, será comercializada conforme las transacciones que se indican en el numeral 3 de esta Regulación.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A1.3 REGULACIÓN 005/10 “TÍTULOS HABILITANTES PARA LA PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS PÚBLICAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO”.

1.3.1 REQUISITOS Y PROCEDIMIENTO PARA LA CALIFICACIÓN DE LA SOLICITUD Y OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE.

1.3.1.1 CALIFICACIÓN DE LA SOLICITUD Y EL OTORGAMIENTO DEL CERTIFICADO

1.3.1.1.1 REQUISITOS

1. Copia del Decreto Ejecutivo, de la Ordenanza o Resolución de la instancia de Gobierno que creó la Empresa Pública. En el objeto social de la empresa, debe constar una o más de las actividades de: generación, transmisión, o distribución y comercialización de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado como tal por el CONELEC. Para el caso de proyectos de generación que utilicen recursos naturales, deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro.
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, combustible a utilizar (si es central térmica), característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
6. Para el caso de que utilice recursos naturales renovables, copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite de la misma por parte del organismo competente;



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

7. Estudio de impacto ambiental preliminar conforme lo dispone el artículo 23 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas;
8. Esquema de financiamiento; y,
9. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas.

1.3.1.1.2 PROCEDIMIENTO DE CALIFICACIÓN

Las Empresas Públicas que cumplan los requisitos señalados en el numeral anterior, continuarán con el trámite de calificación de la solicitud de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Presentar al CONELEC, una solicitud firmada por el representante legal de la Empresa Pública, dirigida a la Dirección Ejecutiva del CONELEC, para tramitar la obtención del Título Habilitante. Esta solicitud debe venir acompañada con los documentos que certifiquen el cumplimiento de los requisitos antes descritos. La documentación se presentará en original y copia impresa y una copia en archivo magnético;
2. El CONELEC hará una verificación cuantitativa de la documentación; en caso de falta de información, el trámite no se iniciará;
3. Una vez recibida la documentación, la Administración del CONELEC realizará, en un plazo máximo de hasta treinta (30) días, el análisis pertinente, y en caso sea necesario la complementación, reforma o ajuste de ésta se oficiará a la Empresa Pública haciéndole conocer además el plazo que tiene para su presentación, el cual no podrá ser mayor de treinta (30) días. En caso de no completar la información, en el plazo señalado, se rechazará la solicitud correspondiente y el trámite se declarará terminado; y,
4. Una vez recibida y aceptada a trámite la documentación, y en un plazo de hasta 60 días, se emitirán los informes técnicos, ambientales y



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

legales, por parte de la Administración del CONELEC; sobre la base de los cuales, y en caso sea favorables, el Directorio emitirá una resolución otorgando el Certificado el cual califica la solicitud de la empresa pública para el desarrollo y operación de un proyecto de generación. En esta misma Resolución se señalará el plazo máximo que tiene la empresa pública para la firma de contrato.

1.3.1.2 OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE: FIRMA DEL CONTRATO

1.3.1.2.1 REQUISITOS

1. Estudio de factibilidad del proyecto, calificado como tal por el CONELEC;
2. Estudio de Impacto Ambiental Definitivo aprobado por el CONELEC;
3. En caso se trate de recursos naturales renovables, sentencia ejecutoriada del uso del recurso natural otorgado por autoridad competente;
4. Cronograma ejecutivo del proyecto;
5. Estudio de Análisis de Riesgos aprobado por CONELEC; y,
6. Copia de la Póliza de Responsabilidad Civil.

1.3.1.2.2 PROCEDIMIENTO

Las Empresas Públicas que cuenten con el Certificado, deberán seguir el procedimiento que se señala a continuación a fin de obtener el Título Habilitante, suscribiendo el contrato de licencia respectivo.

1. La Empresa Pública, deberá presentar con tres meses de anterioridad a la fecha límite de suscripción del contrato, los documentos que certifiquen el cumplimiento de los requisitos señalados en el numeral 1.3.1.2.1;



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

2. Una vez recibida la documentación, la Administración del CONELEC realizará, en un plazo máximo de hasta 30 días, el análisis de la misma y, en caso sea necesaria la complementación, reforma o ajuste de ésta se oficiará a la empresa pública haciéndole conocer además el plazo que tiene para su presentación, el cual no puede ser mayor a los 30 días. En caso de no completar la información, en el plazo señalado, se rechazará la solicitud correspondiente y el trámite se declarará terminado;
3. La Administración de CONELEC preparará el modelo de contrato, el mismo que deberá cumplir con las características señaladas el numeral 2 de la presente Regulación; y,
4. Una vez recibida y aceptada a trámite la documentación, y en un plazo de hasta 90 días, se emitirán los informes técnicos, ambientales y legales, por parte de la Administración del CONELEC; sobre la base de los cuales, y en caso sean favorables su Directorio emitirá una Resolución por la que se aprueba el texto del Proyecto de Contrato y adicionalmente se autoriza a la Dirección Ejecutiva para que suscriba dicho instrumento legal, previo el cumplimiento de requisitos legales y reglamentarios correspondientes.

A1.3.2 CONTENIDO GENERAL DEL CONTRATO LICENCIA

El contrato se celebrará mediante escritura pública y contendrá como mínimo lo siguiente:

1. Naturaleza, descripción de actividades permitidas y objeto.
2. Plazo de duración del contrato de licencia.
3. Derechos y deberes de la Empresa Pública.
4. Derechos y obligaciones del CONELEC.
5. Las características técnicas y parámetros de calidad del servicio cuando sea pertinente.
6. Obras mínimas comprometidas y cronograma de ejecución.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

7. Uso de propiedad, servidumbres y derechos de vía sobre bienes de terceros.
8. Obligaciones específicas frente a los derechos de los clientes, usuarios finales, concesionarios y empresas públicas.
9. Causales de terminación del contrato de licencia, incluyendo la prohibición para transferirlo y los casos de incumplimiento de la Empresa Pública.
10. Infracciones y sanciones. Enfocadas a la sanción administrativa de la persona que realiza la representación legal de la empresa pública.
11. Cualquier otro que fuere necesario para el cumplimiento de las obligaciones de las partes intervinientes.

Los contratos que firmen las empresas públicas con el CONELEC, no requerirán la presentación de garantías. El plazo para los nuevos emprendimientos desarrollados por empresas públicas tendrá vigencia hasta la aprobación del nuevo marco jurídico del sector eléctrico en el cual se determine su duración. El diseño y los costos asociados al proyecto son de responsabilidad exclusiva de la empresa pública.

A1.3.3 TÍTULO HABILITANTE DE SOCIEDADES ANÓNIMAS QUE SE TRANSFORMARON EN EMPRESAS PÚBLICAS

Las Empresas Eléctricas que funcionaban como sociedades anónimas, y que se transformaron en empresas públicas, a las cuales el CONELEC, en cumplimiento de la Disposición Transitoria Tercera del Mandato Constituyente No. 15, les otorgó el Contrato de Licencia, deberán formalizar la emisión de dichos títulos habilitantes mediante la suscripción de un nuevo contrato.

El nuevo contrato considerará la transferencia de derechos y obligaciones de las empresas, tomando en cuenta las particularidades que les otorga su nueva condición legal; pues, las empresas pasaron de sociedades anónimas a públicas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

El plazo de vigencia de estos títulos será hasta que se expida un nuevo marco jurídico para el sector eléctrico.

A1.4 REGULACIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN DE LOS GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

CAPÍTULO I - CONDICIONES PREFERENTES

A1.4.1 PERÍODO PREFERENTE Y PERÍODO ORDINARIO

Se considerarán los siguientes períodos para el reconocimiento de la energía entregada al sistema:

A.1.4.1.1 PERÍODO PREFERENTE

La duración de este periodo es de 15 años. Se contabilizará a partir de la suscripción del Título Habilitante o Registro; y en éste se reconocerán los precios establecidos en las Tablas A1.5 y A1.6, para todas aquellas empresas que hubieren suscrito dicho Título Habilitante o Registro hasta el 31 de diciembre de 2016.

A.1.4.1.2 PERÍODO ORDINARIO

Es el período comprendido, entre la terminación del período preferente hasta la finalización del plazo de concesión. Dentro de este período se reconocerán los precios conforme lo indicado en el numeral A1.4.2.2 de la presente Regulación; en los demás aspectos, los generadores se sujetarán a las condiciones establecidas para una central convencional, de acuerdo a la normativa vigente a esa fecha.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A1.4.2 PRECIOS

A1.4.2.1 PRECIOS EN EL PERÍODO PREFERENTE

Los precios a reconocerse durante el período preferente, por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por KWh, son los indicados en la Tabla A1.5

Tabla A1.5 Precios Preferentes (cUSD/KWh)

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	11,74	12,91
Solar termoeléctrica	25,77	28,34
Corrientes marinas	32,43	35,67
Biomasa y Biogás	11,08	12,19
Geotermia	13,81	15,19

Además, para centrales de generación hidroeléctrica menores a 50 MW, se reconocerán en el período preferente, los precios indicados en la Tabla A.1.6 expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por KWh.

Tabla A1.6 Precios Preferentes (cUSD/KWh)

Centrales	Capacidad(MW)	Territorio Continental
Hidroeléctricas	C<10	7.81
	10<C<30	6.86
	30<C<50	6.51

*C = Capacidad Instalada

A las centrales que se acojan a las condiciones preferentes de la presente Regulación, no se les pagará cargos por potencia.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A1.4.2.2 PRECIOS EN EL PERÍODO ORDINARIO

En el período ordinario definido en el numeral anterior, las centrales renovables no convencionales, operarán en el sector eléctrico ecuatoriano con un tratamiento similar a cualquier generador de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, y se considerará para el reconocimiento del precio los siguientes aspectos:

Para los generadores de la Tabla A1.5, el precio de venta de la energía en el período ordinario, se negociará con la normativa vigente a esa época.

Para los generadores de la Tabla A1.6, el precio de venta de la energía en el período ordinario se liquidará, máximo, con el precio promedio de los contratos regulados de centrales o unidades de generación hidroeléctrica en operación, de similares condiciones y características.

Las condiciones establecidas en la presente Regulación, referentes al periodo ordinario, deberán constar en el Título Habilitante o Registro otorgado al generador no convencional.

Los precios establecidos en la Tabla A1.5 serán actualizados en función de estudios que realice el CONELEC en el año 2014. Los valores revisados se publicarán, como una reforma a la presente Regulación, en enero de 2015.

A1.4.3 DESPACHO PREFERENTE

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales renovables no convencionales puedan entregar al sistema, y que se hayan acogido a las condiciones establecidas en la presente Regulación.

Excepcionalmente por condiciones de seguridad del sistema, el CENACE no tendrá la obligación de despacharlos obligatoriamente. Este aspecto deberá constar dentro del Título Habilitante o Registro emitido por el CONELEC. .



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Para la operación de las centrales menores a 1 MW, se deberá observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación, en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía.

CAPÍTULO II -TÍTULO HABILITANTE

Las condiciones preferentes, indicadas en los numerales 4, 5 y 6 de la presente Regulación, estarán vigentes y serán aplicables solo a aquellos generadores que hayan suscrito un Título Habilitante o un Registro hasta el 31 de diciembre de 2016.

A1.4.4 CONSIDERACIONES GENERALES

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación, que utilice fuentes renovables no convencionales, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional, ante el CONELEC, observando las condiciones y el proceso concesivo establecido en la presente Regulación y demás normativa vigente.

Todos los generadores renovables no convencionales, cuya capacidad nominal instalada sea inferior a 1 MW, y que deseen acogerse a las condiciones preferentes establecidas en la presente Regulación, deberán cumplir con las disposiciones establecidas en la normativa vigente para este tipo de generación para la obtención del Registro.

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad nominal instalada sea superior a 50MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

A1.4.5 REQUISITOS

El interesado en desarrollar un proyecto de generación, que desee acogerse a las condiciones establecidas en la presente Regulación, para su proceso de calificación ante el CONELEC, deberá cumplir obligatoriamente, con los requisitos



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

indicados a continuación, sin perjuicio de otros que pueda solicitar este Consejo, en el proceso de obtención del Título Habilitante:

1. Escritura de constitución de la empresa como sociedad anónima, en la que se contemple como actividad principal social de ésta, la generación de energía eléctrica; y domiciliación para empresas extranjeras;
2. Certificado de cumplimiento de obligaciones y existencia legal emitido por la Superintendencia de Compañías;
3. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
4. Pago de inscripción de la solicitud, equivalente a 200USD/MW de capacidad declarada;
5. Factibilidad de Conexión al Sistema de Transmisión o Distribución, otorgada por parte del Transmisor o Distribuidor, según corresponda;
6. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo a ser instalado, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable. La información deberá ser entregada en medio físico y digital (original y copia);
7. Estudio de prefactibilidad del proyecto, desarrollado por el interesado bajo las normas que el CONELEC establezca para el efecto. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro. La información deberá ser entregada en medio físico y digital (original y copia);
8. Certificación definitiva de Intersección del Ministerio del Ambiente que certifique que el Proyecto se encuentra o no, dentro del sistema nacional de áreas protegidas. En caso de encontrarse dentro de áreas protegidas, se requiere presentar la Autorización del Ministerio de Ambiente;
9. Estudio de Impacto Ambiental Preliminar - EIAP del proyecto de generación y de su línea de interconexión, aprobado por el CONELEC o el organismo



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

competente. El estudio deberá ser entregado en medio físico y digital (original y copia);

10. Copia certificada de solicitud y aceptación del uso del recurso, por parte del organismo competente, en los casos que corresponda;
11. Esquema de financiamiento y carta certificada de financiamiento, en los cuales, se demuestre la capacidad financiera para desarrollar el proyecto en todas sus etapas;
12. Cronograma valorado para la ejecución del proyecto;

Para las etapas finales, previo a la obtención del Título Habilitante o el Registro, el generador deberá contar con los estudios definitivos, estudio de impacto ambiental definitivo, y demás información solicitada por el CONELEC como parte del proceso de habilitación, de acuerdo a los plazos establecidos por este Consejo.

A1.4.6 PUNTO DE CONEXIÓN

A1.4.6.1 PROCEDIMIENTO GENERAL

Previo al ingreso de la solicitud al CONELEC, el interesado en desarrollar el proyecto deberá tramitar la Factibilidad de la Conexión al Transmisor o al Distribuidor. Para este fin, éste deberá efectuar la solicitud pertinente al Transmisor o al Distribuidor, según la posible conexión al sistema, adjuntando la memoria descriptiva del proyecto, aspectos técnicos, posible punto previsto para la conexión y demás información requerida por parte del transmisor o distribuidor. Para el efecto, el interesado deberá remitir la información antes indicada, en los formatos y en la profundidad de contenido, que para el efecto sea establecido por parte de la empresa distribuidora o el transmisor.

Las empresas distribuidoras o el transmisor efectuarán un estudio técnico, considerando la incorporación del generador a su sistema, a fin de determinar si es factible la conexión del generador y si existe capacidad remanente para el libre



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

acceso a las redes. Para el efecto, las Distribuidoras y el Transmisor deberán considerar, en el análisis de cada solicitud, todas las solicitudes de conexión que les hayan sido presentadas previamente por parte de otros interesados en desarrollar proyectos de generación.

En el proceso de tramitación de las factibilidades de conexión, el Transmisor y las Distribuidoras, deberán priorizar la solicitud conforme el orden cronológico de llegada de las mismas.

Para efectuar el trámite de la Factibilidad de Conexión de un generador renovable no convencional, descrito en este numeral de la presente Regulación, el interesado deberá efectuar un pago no reembolsable a la distribuidora o al transmisor que realizará el estudio, según corresponda, considerando los montos indicados a continuación:

10.000,00 USO para un generador mayor a 1MW.

5.000,00 USO para un generador menor a 1MW.

El pago no reembolsable realizado a las distribuidoras o al transmisor, por el trámite de Factibilidad de Conexión, no asegura que la Factibilidad de Conexión otorgará un punto de conexión al generador, bajo los parámetros establecidos en la presente Regulación.

Las distribuidoras y el transmisor, una vez aceptada la solicitud de Factibilidad de Conexión, en un plazo máximo de 10 días hábiles, deberán informar por escrito, tanto al interesado, como al CONELEC, el resultado de dicha solicitud adjuntando el informe técnico de sustento del análisis efectuado.

Si la solicitud presentada por parte de un interesado considera la conexión de un generador a un sistema aislado, las Empresas Distribuidoras, deberán tomar en cuenta dentro del análisis efectuado para el otorgamiento de la Factibilidad de Conexión, como mínimo los siguientes aspectos: a) demanda local y su proyección, b) capacidad instalada del parque generador existente, e) cubrimiento



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

de la demanda con la generación existente y futura, d) proyectos previstos a ser desarrollados por el Estado en dichas zonas, e) despacho de la nueva generación renovable no convencional; sin perjuicio de otros aspectos que puedan considerar las Empresas Distribuidoras o el transmisor para la evaluación de la conexión de un generador a sus sistemas.

A1.4.6.2 CONDICIONES ESPECIALES

El Transmisor y las Distribuidoras, en caso determine que para cierta parte de su sistema eléctrico: subestaciones, líneas o primarios, no existiría capacidad para la evacuación de la energía; y por lo tanto, no se puede otorgar más puntos de conexión a nuevas solicitudes presentadas, se abstendrá de emitir nuevas Factibilidades de Conexión; informando del particular al CONELEC y a los solicitantes implicados, sin efectuar el cobro por concepto de Factibilidad de Conexión. Esta inhabilitación es aplicable únicamente a la parte del sistema eléctrico en conflicto.

El Consejo Nacional de Electricidad verificará el estado del trámite para la obtención del Título Habilitante, de las empresas a las cuales ya les fuera emitida la Factibilidad de Conexión anteriormente, y que se encuentran a trámite en el punto de conflicto. Este Consejo, en un plazo máximo de sesenta (60) días calendario, posterior a recibir la comunicación del Transmisor o del Distribuidor, informará a éstos la posibilidad de otorgamiento de nuevas habilitaciones, en el punto de conflicto. Para este fin, el CONELEC tomará en cuenta los trámites que han sido ingresados a este Consejo anteriormente, a fin de determinar qué proyectos de los presentados, relacionados con el área de conflicto, podrían realizarse y cuáles no. De no encontrarse ningún inconveniente en la tramitación de los proyectos que han presentado una solicitud al CONELEC, no habrá posibilidad de que las Distribuidoras o el Transmisor puedan continuar otorgando Factibilidades de Conexión en la zona de conflicto. Sin embargo, si el CONELEC, dentro del proceso concesivo determina que un generador no continuará con la



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

tramitación de un Título Habilitante o Registro, el CONELEC informará al Transmisor o Empresas Distribuidoras los proyectos no habilitados.

Como resultado de este pronunciamiento, los proyectos informados por el CONELEC al Transmisor o Distribuidoras, podrán anular las factibilidades de servicio emitidas con anterioridad, a fin de que, si es del caso, los nuevos proyectos que han presentado la solicitud puedan acceder a la tramitación de una Factibilidad de Conexión, conforme lo establecido en la presente Regulación. Las Distribuidoras o el Transmisor, a su vez, informarán de este particular a quien solicitó la Factibilidad de Conexión para que pueda iniciar la solicitud de Factibilidad de Conexión.

A1.4.7 PROCEDIMIENTO DE CALIFICACIÓN Y OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, la documentación señalada en los numerales anteriores, y demás información que pueda solicitar este Consejo de conformidad con la normativa vigente. Para la obtención del Título Habilitante o del Registro, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente y al procedimiento establecido en la presente Regulación.

Si la solicitud del generador no convencional ha sido aceptada por el CONELEC, cumpliendo con la entrega de toda la información requerida y considerando además que existe la factibilidad de conexión del generador al sistema, éste podrá continuar con el proceso de obtención de un Título Habilitante o Registro. Para el caso de proyectos de generación mayores a 1 MW, el generador deberá obtener en primera instancia un Certificado de Calificación, como documento previo a la obtención del Título Habilitante.

El Certificado de Calificación determina que el proyecto del Generador No Convencional se acogerá a las condiciones de la Regulación, si llegase a suscribir finalmente el Título Habilitante. En la emisión del mencionado Certificado, el



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

CONELEC determinará el plazo máximo que tendrá el Generador No Convencional para la firma del Título Habilitante, una vez haya cumplido con la entrega de toda la información requerida por este Consejo dentro del período establecido. De igual manera, no se aceptarán a trámite otras solicitudes de proyectos ubicados en la misma zona geográfica de un proyecto que ya cuente con un Certificado de Calificación y use los mismos recursos que el primero.

Para la emisión del Certificado de Calificación, el Generador No Convencional deberá presentar al CONELEC una garantía² equivalente al 0,5% del costo total del proyecto, por concepto de "Garantía de Suscripción de Título Habilitante". La obtención del Certificado de Calificación asegura que la potencia solicitada por parte del Generador No Convencional, que se encuentra en trámite para la obtención del Título Habilitante, formará parte del cupo de potencia de concesión, en caso llegue a completar los requisitos establecidos en la presente Regulación.

Para el caso de proyectos de generación de electricidad, con biomasa, que utilicen como combustible la materia de los rellenos sanitarios, además de la normativa ambiental que se exija en la etapa de generación, por parte del CONELEC, el relleno sanitario, en su integridad, deberá cumplir con la normativa del Ministerio de Ambiente.

Aquellos Generadores No Convencionales que suscriban el Título Habilitante, dentro del plazo establecido por el CONELEC, se les devolverá la Garantía de Suscripción de Título Habilitante presentada. Para aquellos Generadores No Convencionales que no logren suscribir el Título Habilitante, dentro del plazo establecido por el CONELEC en el Certificado de Calificación emitido; por causales atribuibles a ellos, se les hará efectiva la "Garantía de Suscripción del Título Habilitante" y el trámite ingresado en el CONELEC quedará invalidado inmediatamente, pudiendo el CONELEC otorgar la capacidad a otro interesado.

Una vez el Generador No Convencional, haya cumplido con la entrega de información y demás requerimientos solicitados por parte de este Consejo en el



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

proceso de obtención del Título Habilitante o el Registro, dicho Generador suscribirá con el CONELEC el mencionado documento habilitante para participar en el sector eléctrico como un generador; en el cual, se incluirán y se asegurarán todas las condiciones establecidas en la presente Regulación; siempre y cuando el mismo haya sido suscrito hasta el 31 de diciembre de 2016.

A1.4.8 INFORMACIÓN RELACIONADA CON LA CONCESIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

El CONELEC publicará en su portal web la información relacionada con el estado del otorgamiento de Títulos Habilitantes y Registros, así como también, las disponibilidades remanentes de los Cupos de Generación establecidos en la presente Regulación.

La actualización de la información será realizada de manera semanal, conforme sean ingresadas las solicitudes, y considerando los avances de los tramites al interior del Consejo Nacional de Electricidad.

A1.4.9 CASOS PARA LA NEGACIÓN Y/O REVOCACIÓN DE TÍTULOS HABILITANTES O REGISTROS

El CONELEC, podrá revocar o negar los Títulos Habilitantes o los Registros, que hayan sido otorgados o se encuentren en trámite, en los siguientes casos:

REVOCATORIA

Cuando la empresa, sin la autorización del CONELEC, transfiera, total o parcialmente sus acciones.

En caso se identifique que la planta de generación, en su etapa de operación comercial, no haya cumplido con las especificaciones técnicas y constructivas de los diseños presentados al CONELEC.

Cuando el Generador No Convencional, incumpla con las condiciones establecidas en el Título Habilitante o el Registro, suscritos con el CONELEC.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Otras que se establezca en la normativa vigente.

Las causales de revocatoria constarán en los respectivos documentos habilitantes. En caso se efectúe la revocación los bienes afectos al Proyecto de Generación, pasarán a ser parte del Estado ecuatoriano y administrados a través de sus empresas públicas.

NEGACIÓN

Para el caso de la negación de un Título Habilitante o Registro se deberá observar lo establecido en el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias, aplicable para el otorgamiento de una concesión a un proyecto de generación.

A1.4.10 TRANSFERENCIA DE CONOCIMIENTO POR PARTE DE GENERADORES PRIVADOS

Los generadores privados, que se acojan a las condiciones establecidas en la presente regulación, deberán presentar y ejecutar un proceso de transferencia de conocimiento de la tecnología de generación; en aspectos relacionados con el diseño, la construcción, operación y mantenimiento.

Para efectuar esta transferencia de conocimiento se establece la obligatoriedad de incorporar, en el Título Habilitante o el Registro suscrito con el CONELEC, la condición de que el 100% de la mano de obra no calificada y al menos el 50% del personal técnico que trabaje en las etapas de: construcción, operación hasta la finalización del plazo de concesión sea ecuatoriano. Dentro del porcentaje de personal técnico no se deberá incluir al personal administrativo que contrate el generador.

Los generadores deberán garantizar la capacitación permanente del personal ecuatoriano contratado, a través de cursos específicos, pasantías, entre otros, que aseguren que el personal cuente con un proceso continuo, específico y profundo relacionado con el tipo de tecnología de generación de dicho generador.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Los generadores, se encuentran en la obligación de ejecutar, a su costo, al menos una vez al año, cursos y seminarios relacionados con la tecnología de generación de su proyecto, durante los primeros cinco años de funcionamiento. Dichos seminarios y cursos, se llevará a cabo en coordinación con el CONELEC.

A1.4.11 CONDICIONES PARA EL OTORGAMIENTO DE TÍTULOS HABILITANTES

A1.4.11.1 GENERADORES CONECTADOS AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Para el otorgamiento de Títulos Habilitantes y Registros a proyectos que pretendan acogerse a las condiciones establecidas en la presente Regulación, se deberá observar el cupo por tipo de tecnología de generación establecido en la Tabla A1.7, indicada a continuación:

Centrales	Cupo (MW)
Eólicas (terrestres y marinas)	100
Solar termoeléctrica	10
Corrientes marinas	5
Biomasa y Biogás	100
Geotermia	200

Tabla A1.7 Cupo por tecnología de generación (MW)

Se excluyen de estos cupos, a los proyectos de generación hidroeléctrica, los cuales no tendrán limitante para el otorgamiento de Títulos Habilitantes y Registros, bajo las condiciones establecidas en la presente Regulación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria, por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá extenderse el otorgamiento de Títulos Habilitantes o Registros, sobre los valores indicados en la Tabla A1.7, hasta los montos máximos que sean determinados en dichas políticas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A1.4.11.2 GENERADORES UBICADOS EN SISTEMAS AISLADOS

Aquellos proyectos de generación que sean instalados en zonas que no se encuentran interconectadas al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), y que se acojan a las condiciones establecidas en la presente Regulación, formarán parte del cupo para el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales indicado en la Tabla A1.7; a excepción de los proyectos hidroeléctricos menores o iguales a 50 MW.

A1.4.11.3 CUPOS POR DEMANDA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

La capacidad en proyectos menores a 1 MW, que se califiquen bajo la modalidad descrita en la presente Regulación, dentro de las respectivas áreas de concesión de las empresas distribuidoras, no podrá superar el 6% de la demanda máxima de la distribuidora a finales del año inmediato anterior. Esta capacidad forma parte del cupo descrito en el numeral 14.1 de la presente Regulación.

El CONELEC informará oportunamente a las distribuidoras y a los Generadores No Convencionales, cuando ya no exista factibilidad para el otorgamiento de Títulos Habilitantes o Registros, en las empresas distribuidoras, de acuerdo a lo indicado en el numeral 9 de la presente Regulación.

A1.4.11.4 RESTRICCIÓN

Para los proyectos de generación menores a 1 MW, se establece como condición necesaria, para el otorgamiento del Registro, que un proyecto de generación deberá estar ubicado como mínimo a una distancia de 1km respecto a otros proyectos similares, dentro de la misma área de concesión. El CONELEC identificará aquellos casos, en los cuales se incumpla con esta condición, en coordinación con las empresas eléctricas de Distribución y con el Transmisor; lo cual implicará la no aprobación de las solicitudes de Registro para esos proyectos.



CAPÍTULO III - ASPECTOS OPERATIVOS

A1.4.12 CONDICIONES OPERATIVAS

A1.4.12.1 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICIÓN

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas de generación, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

Para el caso de generadores menores a 1MW, el sistema de medición comercial que deban instalar, será el definido en la Regulación para Sistemas de Medición Comercial para cargas menores a 650 kW.

A1.4.12.2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que para generadores convencionales, señalados en las Regulaciones que, sobre la materia, estén vigentes.

A1.4.12.3 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

A1.4.12.4 PREVISIÓN DE ENERGÍA A ENTREGARSE

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE, la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con lo establecido en el Art. 29 del Reglamento de Despacho y Operación.

CAPÍTULO IV - ASPECTOS COMERCIALES

A1.4.13 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA DE LOS GENERADORES RENOVABLES NO CONVENCIONALES

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en las Tablas A1.5 y A1.6 de la presente Regulación, liquidará mensualmente, en el período preferente, los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

Para el período ordinario con base a los lineamientos establecidos para la determinación del precio en el mismo, se liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

Para el caso de generadores menores a 1MW, en vista que no se encuentran sujetos a un despacho centralizado; las empresas distribuidoras, en las cuales se encuentren ubicados los proyectos, serán las encargadas de reportar mensualmente al CENACE la energía entregada al sistema de distribución, conforme los formatos, períodos de tiempo y fechas que establezca el CENACE. Los generadores menores a 1 MW se sujetarán a las mismas normas de liquidación que generadores de mayor potencia.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A1.4.14 LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA DE GENERADORES OPERANDO EN SISTEMAS NO INCORPORADOS

Las condiciones fijadas en esta Regulación, son también aplicables para los sistemas no incorporados al S.N.I., tomando en cuenta los aspectos particulares referente a este tipo de sistemas, descritos en los numerales anteriores.

La energía entregada a un sistema no incorporado, producida por un generador renovable no convencional, se considerará para efectos de liquidación, como energía entregada al S.N.I.; por tanto el sobre costo que generan a los sistemas no incorporados, se distribuirá entre toda la demanda.

Para efectos de las liquidaciones, el CENACE determinará, en conjunto con los generadores no convencionales y distribuidores que no se encuentren incorporados al S.N.I., el procedimiento necesario para efectuar la liquidación de la energía que es entregada y recibida.

A1.4.15 CONTRATO DE COMPRAVENTA

Los generadores no convencionales, que hayan suscrito con el CONELEC un Título Habilitante o un Registro, deberán además firmar con el representante de las distribuidoras (demanda regulada), un contrato de compraventa de energía. Para el efecto se ajustarán al modelo establecido en el Anexo de la presente Regulación.

CAPÍTULO V- ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIALES

A1.4.16 RESPONSABILIDAD DE LAS EMPRESAS PÚBLICAS Y SOCIEDADES ANÓNIMAS QUE FUNCIONEN COMO PÚBLICAS PARA EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Se establece como obligación de las Empresas Públicas, sujetas a la Ley Orgánica de Empresas Públicas, y que se acogen a las condiciones de la presente Regulación, la implementación de Programas para el Estado del Buen



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Vivir Territorial en las zonas de la influencia donde se desarrollen proyectos de generación, de conformidad con las políticas y normativa emitidas por el Gobierno Central para el efecto.

Para este fin, las empresas públicas que se acogen a las condiciones de la presente Regulación, deberán cumplir el procedimiento establecido en la presente Regulación.

El aporte que realice este tipo de generadores, deberá constar dentro del Título Habilitante o en el Registro suscrito con el CONELEC.

A1.4.16.1 CREACIÓN DE LA CUENTA PARA EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Todas las empresas públicas y las sociedades anónimas que funcionen como públicas, que desarrollen proyectos de generación y que se hayan acogido a las condiciones preferentes de la presente Regulación, deberán de manera inmediata y obligatoria, destinar recursos para el Estado del Buen Vivir Territorial a través de la creación de una cuenta plenamente identificada dentro del sistema de cuentas de la empresa. Para este fin, esta cuenta se alimentará a través de una fracción de los ingresos por venta de energía, según la metodología establecida en el numeral siguiente.

A1.4.16.2 DETERMINACIÓN DE LOS RECURSOS A SER DESTINADOS A LA CUENTA PARA EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Para calcular la fracción que deben aportar mensualmente las empresas mencionadas en el numeral anterior, se utilizará un "valor unitario" que deberá ser aplicado a la energía recaudada por estas empresas, para cada tipo de tecnología de generación. Este valor será exigible mientras esté vigente el Plazo Preferente definido en la presente Regulación y, el Estado asuma los costos de inversión de estos proyectos de generación de energías renovables no convencionales.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Los valores unitarios aplicables mensualmente, a cada tipo de tecnología de generación, son los indicados en las Tablas No A1.8 y A1.9.

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular
Eólicas (terrestres)	3,15	3,46
Eólicas (marinas)	4,66	5,12
Solar termoeléctrica	7,06	7,77
Corrientes marinas	8,42	9
Biomasa y Biogás	2,94	3,23
Geotermia	3,71	4

*C = Capacidad Instalada

Tabla A1.8 Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial

Además, para aquellas centrales de generación que no forman parte del cupo de las energías renovables no convencionales, se reconocerán, por concepto de "Estado del Buen Vivir Territorial", los precios indicados en la Tabla A1.9 expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por KWh, en el período preferente

Centrales	Capacidad (MW)	Territorio Continental
Hidroeléctricas	C < 10	2,26
	10 < C < 30	1,98
	30 < C < 50	1,87

*C = capacidad Instalada

Tabla A1.9 Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD/KWh-recaudado)



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

El CONELEC podrá efectuar un nuevo cálculo aplicable anualmente, pero en caso de no hacerlo, seguirán vigentes los valores presentados en esta Regulación.

En el caso de aquellos Generadores No Convencionales Públicos, que deban cubrir los costos de inversión del proyecto, si así lo ha determinado el Estado, éstos no deberán efectuar el aporte para el financiamiento de proyectos para el Estado del Buen Vivir Territorial. Este aspecto también deberá constar dentro del Título Habilitante o Registro, emitido por el CONELEC.

A1.4.16.3 PROCEDIMIENTO PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS PARA

EL ESTADO DEL BUEN VIVIR TERRITORIAL

Las empresas públicas y las sociedades anónimas que funcionen como públicas deberán canalizar los recursos destinados al financiamiento de proyectos para el estado del buen vivir territorial, considerando las políticas y directrices emitidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Las empresas generadoras, sujetas a esta disposición, informarán mensualmente al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), el estado de la "Cuenta del Buen Vivir Territorial".

A1.4.16.4 CONTROL DE RECURSOS

Por tratarse de recursos públicos, el control de la cuenta y su utilización estarán sujetos a toda la normativa vigente que sea aplicable.

Las empresas públicas, deberán permanentemente establecer canales de difusión relativos al uso de los recursos de la "Cuenta para el Estado del Buen Vivir Territorial", y cumplirán con la normativa vigente relativa a la planificación, administración y uso de Recursos públicos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

DISPOSICIONES GENERALES

Primera.- Reformas a la presente Regulación.

Las reformas que se puedan realizar a la presente Regulación, y que involucren modificaciones del cupo de asignación a cada una de las tecnologías, se deberán sustentar en informes que contengan análisis técnicos y económicos.

Segunda.- Responsabilidad de las empresas públicas y sociedades anónimas que funcionen como públicas para el estado del buen vivir territorial.

Las Empresas Públicas o sociedades anónimas que se acogieron a las condiciones de la Regulación No. CONELEC-004/11, y por ende deben implementar Programas para el Estado del Buen Vivir Territorial en las zonas de la influencia donde se desarrollen sus proyectos de generación, de conformidad con las políticas y normativa emitida por el Gobierno Central para el efecto, deberán observar lo siguiente:

Para el cumplimiento del aporte que deben realizar para contribuir al Estado del Buen Vivir Territorial, observarán el procedimiento establecido en el numeral 19 de la presente Regulación.

Los valores unitarios aplicables mensualmente, considerados como excedentes mensuales para cada tipo de tecnología de generación, no se considerarán los indicados en las Tablas A1.8y A1.9; sino los indicados en las Tablas A1.10 y A1.11, de la presente Regulación.



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	3,39	2,62
Fotovoltaicas	11,80	12,99
Solar Termoeléctrica	8,74	9,61
Corrientes Marinas	12,77	14,05
Biomasa y Biogás	2,86	3,5
Biomasa y Biogás	2,50	2,75
Geotérmicas	3,36	3,69

Tabla A1.10 Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD1kWh-recaudado)

Centrales	Territorio Continental
Centrales Hidroeléctricas menores 10MW	2,07
Centrales Hidroeléctricas mayores a 10MW hasta 30MW	1,98
Centrales Hidroeléctricas mayores a 30MW hasta 50MW	1,78

Tabla A1.11 Valor Unitario para el Estado del Buen Vivir Territorial (cUSD/KWh-recaudado)

Tercera.- Formato de Título Habilitante.

El CONELEC, una vez emitida la presente Regulación; en un plazo no mayor a sesenta días, emitirá un modelo de contrato de Título Habilitante.

Cuarta.- Generadores que suscribieron un Título Habilitante o un Registro con las condiciones de la Regulación No. CONELEC-004/11 u otra Regulación similar relacionada con este tema.

Para el caso de proyectos, que hayan suscrito un Título Habilitante o un Registro, acogiéndose a las condiciones de la Regulación No. CONELEC - 004/11 o alguna aplicable anterior a ésta, en la cual se hayan establecido condiciones preferentes,



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

no podrán suscribir un nuevo Título Habilitante o Registro con las condiciones establecidas en la presente Regulación para la potencia que ya ha sido concesionada o registrada. De igual manera, generadores renovables no convencionales que hayan iniciado su entrada en operación comercial, a la fecha de expedición de la presente Regulación, no podrán acogerse a las condiciones preferentes establecidas en esta Regulación.

Quinta.- Priorización de los proyectos para la aprobación del Certificado de Calificación.

Si el CONELEC, dentro del proceso de otorgamiento del Certificado de Calificación, determina que la potencia a ser concesionada o registrada excede al cupo, por tecnología de generación, establecido en la presente Regulación, y el otorgamiento de nuevos certificados debe ser resuelta en una misma sesión de Directorio de este Consejo, considerará para la toma de la decisión, respecto a la adjudicación del Certificado de Calificación, como mínimo los siguientes aspectos:

Socio económicos, relacionados con el lugar de instalación del proyecto; y,

Técnicos, relacionados con el proyecto y su impacto al sistema nacional interconectado o al sistema de distribución correspondiente.

El tratamiento de los aspectos antes mencionados, para la determinación de prioridades, será aprobado por el CONELEC en un instructivo; mismo que será emitido en un plazo no mayor a dos (2) meses, contados a partir de la aprobación de la presente Regulación.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- Generadores que se encuentran en trámite en el CONELEC, para la obtención de un Título Habilitante o un Registro.

Para el caso de proyectos, que se encontraban en trámite para acogerse a las condiciones de la Regulación No. CONELEC - 004/11, se darán por terminados



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

los trámites presentados para la obtención del Título Habilitante o Registro con el CONELEC. Los inversionistas podrán iniciar el trámite con la presentación de la documentación habilitante que hace referencia la presente Regulación.

Segunda.- Liquidación generadores menores a 1MW, que se acogieron a la Regulación No. CONELEC-004/11.

Para el caso de proyectos menores a 1MW que suscribieron un Registro con el CONELEC, acogiéndose a las condiciones establecidas en la Regulación No. CONELEC- 004/11, deberán observar el proceso de liquidación establecido en el numeral 16 de la presente Regulación, relacionada con la liquidación de la generación menor a 1MW.

Tercera.- Niveles de calidad.

El transmisor y los distribuidores, para la conexión de los generadores renovables no convencionales deberán solicitar como requisito ha dicho generador, la elaboración de estudios de: corto circuito; flujos de potencia; estabilidad transitoria y dinámica; coordinación de protecciones y de calidad de energía. Otros estudios adicionales, podrán ser solicitados al generador.

Hasta que se defina la normativa a emitirse por parte del Regulador, en cuanto a la calidad de energía a entregarse por parte de este tipo de generadores, se deberán usar criterios el cumplimiento de normas como la IEC 61400-21 para generadores eólicos y la IEC 61727 para fotovoltaicos.

El cumplimiento de los parámetros de calidad deberá ser controlado por el transmisor o la distribuidora. Adicionalmente, el CENACE como Operador del sistema, y como parte de sus procesos, podrá solicitar a los operadores de red que realicen las actividades de control, para lo cual podrá disponer la realización de auditorías especializadas; los costos de las mismas serán de responsabilidad del agente generador. Estas actividades de control son independientes de las que



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

pueda realizar el CONELEC, como parte de sus actividades determinadas en la normativa.

En caso de detectarse que un generador no está entregando su energía al sistema, en función de los parámetros de calidad o los estudios de conexión, el mismo deberá ser informado al CENACE, por parte del operador, a fin de que el mismo no sea despacho hasta que cumpla los parámetros exigidos en los estudios respectivos; este evento además, deberá ser informado por el operador de red al generador. Las actividades y costos, para que el generador entregue energía dentro de los estándares de calidad, deberán ser asumidos por la empresa generadora.

ANEXO 2 CÁLCULO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

A2.1 Cálculo de generación de energía para turbina Pelton

Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b
0,1	499285,84	57,00	239965,63	38,42%	2,82	2,52	0,41	1602400,65	233,68	700921,86	30,68%	3,61	2,21	0,72	1755389,02	410,37	557327,84	19,93%	5,78	1,66
0,11	549214,42	62,70	263962,19	38,42%	2,82	2,52	0,42	1618481,19	239,38	703381,45	30,28%	3,66	2,20	0,73	1753923,89	416,07	548623,41	19,66%	5,86	1,64
0,12	599143,00	68,40	287958,75	38,42%	2,82	2,52	0,43	1633871,50	245,08	705401,86	29,90%	3,71	2,18	0,74	1752829,17	421,77	540154,67	19,40%	5,95	1,63
0,13	649071,59	74,09	311955,31	38,42%	2,82	2,52	0,44	1648498,48	250,78	706936,58	29,51%	3,76	2,16	0,75	1750996,51	427,47	531216,38	19,14%	6,04	1,61
0,14	699000,17	79,79	335951,88	38,42%	2,82	2,52	0,45	1661507,37	256,48	707441,73	29,12%	3,82	2,14	0,76	1749033,78	433,17	522195,32	18,89%	6,12	1,60
0,15	748928,75	85,49	359948,44	38,42%	2,82	2,52	0,46	1673435,81	262,18	707259,42	28,73%	3,87	2,13	0,77	1746330,91	438,87	512703,34	18,64%	6,21	1,58
0,16	798832,40	91,19	383929,13	38,42%	2,82	2,52	0,47	1684672,74	267,88	706637,10	28,35%	3,93	2,11	0,78	1744975,25	444,57	504068,56	18,40%	6,30	1,57
0,17	848096,31	96,89	407502,78	38,40%	2,82	2,51	0,48	1695383,43	273,58	705679,94	27,97%	3,99	2,09	0,79	1743369,57	450,27	495274,70	18,17%	6,38	1,55
0,18	896396,53	102,59	430463,24	38,33%	2,83	2,51	0,49	1705254,34	279,28	704188,45	27,59%	4,05	2,07	0,8	1741427,61	455,97	486266,86	17,93%	6,47	1,54
0,19	943331,13	108,29	452554,78	38,23%	2,84	2,51	0,5	1713844,75	284,98	701882,19	27,21%	4,11	2,05	0,81	1738776,52	461,67	476807,82	17,70%	6,56	1,52
0,2	989276,30	113,99	474016,76	38,09%	2,85	2,50	0,51	1721306,08	290,68	698857,52	26,83%	4,17	2,04	0,82	1736549,28	467,37	467618,47	17,48%	6,65	1,51
0,21	1033550,90	119,69	494415,78	37,92%	2,86	2,50	0,52	1728263,31	296,38	695512,10	26,46%	4,24	2,02	0,83	1734711,14	473,07	458676,69	17,26%	6,74	1,50
0,22	1076549,99	125,39	514003,22	37,72%	2,88	2,49	0,53	1734358,74	302,08	691618,33	26,09%	4,31	2,00	0,84	1732195,38	478,77	449303,76	17,05%	6,83	1,48
0,23	1118067,01	131,09	532647,64	37,49%	2,90	2,48	0,54	1739477,68	307,78	687103,23	25,72%	4,37	1,98	0,85	1729477,10	484,47	439801,96	16,83%	6,92	1,47
0,24	1157826,37	136,79	550173,68	37,22%	2,92	2,47	0,55	1743136,69	313,48	681659,21	25,34%	4,45	1,96	0,86	1726552,53	490,17	430168,92	16,62%	7,02	1,45
0,25	1195224,97	142,49	566197,62	36,91%	2,95	2,46	0,56	1747442,03	319,18	676626,43	24,98%	4,52	1,94	0,87	1723615,29	495,87	420527,80	16,41%	7,11	1,44
0,26	1231144,98	148,19	581280,75	36,59%	2,98	2,45	0,57	1750925,49	324,88	671070,71	24,63%	4,59	1,92	0,88	1721209,20	501,57	411224,65	16,21%	7,20	1,43
0,27	1265044,86	153,89	595078,50	36,23%	3,01	2,44	0,58	1753355,44	330,58	664844,65	24,27%	4,66	1,91	0,89	1717594,10	507,27	401152,22	16,00%	7,30	1,41
0,28	1296348,87	159,59	607224,55	35,84%	3,04	2,42	0,59	1755337,53	336,28	658333,62	23,92%	4,74	1,89	0,9	1715058,05	512,96	391766,38	15,81%	7,39	1,40
0,29	1326170,58	165,29	618427,43	35,43%	3,08	2,41	0,6	1756782,88	341,98	651481,08	23,57%	4,81	1,87	0,91	1711293,48	518,66	381598,85	15,61%	7,49	1,39
0,3	1354312,95	170,99	628561,78	35,01%	3,12	2,39	0,61	1758080,67	347,68	644534,65	23,23%	4,89	1,85	0,92	1708043,94	524,36	371759,02	15,42%	7,59	1,38
0,31	1381019,45	176,69	637782,50	34,59%	3,16	2,37	0,62	1758784,98	353,38	637210,59	22,90%	4,97	1,83	0,93	1704636,19	530,06	361818,53	15,23%	7,69	1,36
0,32	1406912,79	182,39	646485,82	34,17%	3,20	2,36	0,63	1759523,56	359,08	629908,35	22,58%	5,04	1,81	0,94	1701372,39	535,76	351969,63	15,04%	7,78	1,35
0,33	1431501,41	188,09	654358,97	33,75%	3,25	2,34	0,64	1759613,34	364,78	622193,28	22,25%	5,12	1,80	0,95	1697807,65	541,46	341929,25	14,86%	7,88	1,34
0,34	1455552,02	193,79	661889,79	33,35%	3,29	2,33	0,65	1759714,65	370,47	614485,54	21,94%	5,20	1,78	0,96	1694644,08	547,16	332144,12	14,68%	7,98	1,33
0,35	1479001,64	199,49	669038,21	32,95%	3,33	2,31	0,66	1759700,57	376,17	606704,39	21,64%	5,28	1,76	0,97	1690704,15	552,86	321865,01	14,50%	8,08	1,31
0,36	1501833,09	205,19	675793,30	32,56%	3,38	2,29	0,67	1759543,24	381,87	598832,09	21,34%	5,37	1,74	0,98	1688442,71	558,56	312653,90	14,34%	8,18	1,30
0,37	1523387,26	210,89	681735,68	32,17%	3,42	2,28	0,68	1759431,89	387,57	590989,04	21,05%	5,45	1,73	0,99	1684513,45	564,26	302381,58	14,16%	8,28	1,29
0,38	1544678,94	216,59	687511,04	31,80%	3,47	2,26	0,69	1758261,48	393,27	582472,13	20,76%	5,53	1,71	1	1681067,21	569,96	292416,60	13,99%	8,38	1,28
0,39	1564738,52	222,28	692502,43	31,42%	3,51	2,25	0,7	1758177,04	398,97	574646,21	20,48%	5,61	1,69							
0,4	1583589,70	227,98	696724,94	31,04%	3,56	2,23	0,71	1756851,91	404,67	566030,86	20,20%	5,69	1,68							



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A2.2 Cálculo de generación de energía para turbina Michell-Banki

Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b
0,1	481239,36	54,94	231292,17	38,42%	2,82	2,52	0,41	1475557,89	225,24	631731,67	29,42%	3,77	2,16	0,72	1402563,99	395,54	353057,37	16,72%	6,97	1,46
0,11	529363,30	60,43	254421,39	38,42%	2,82	2,52	0,42	1486312,29	230,73	631083,25	28,97%	3,84	2,14	0,73	1394222,92	401,03	340258,80	16,41%	7,11	1,44
0,12	577487,23	65,92	277550,60	38,42%	2,82	2,52	0,43	1495134,27	236,22	629205,26	28,51%	3,91	2,12	0,74	1386387,04	406,53	327781,69	16,11%	7,25	1,42
0,13	625611,17	71,42	300679,82	38,42%	2,82	2,52	0,44	1503809,55	241,72	627233,93	28,07%	3,97	2,10	0,75	1377126,96	412,02	314398,38	15,81%	7,40	1,40
0,14	673735,10	76,91	323809,04	38,42%	2,82	2,52	0,45	1511180,89	247,21	624432,92	27,62%	4,04	2,07	0,76	1369862,95	417,51	302285,13	15,53%	7,53	1,38
0,15	721859,04	82,40	346938,25	38,42%	2,82	2,52	0,46	1516427,99	252,71	620280,29	27,16%	4,12	2,05	0,77	1358344,89	423,01	287465,10	15,21%	7,70	1,36
0,16	769916,86	87,90	370025,40	38,42%	2,82	2,52	0,47	1520983,41	258,20	615687,56	26,70%	4,20	2,03	0,78	1351141,31	428,50	275390,30	14,94%	7,84	1,34
0,17	817186,58	93,39	392611,09	38,38%	2,83	2,51	0,48	1524925,79	263,69	610704,76	26,26%	4,27	2,01	0,79	1341444,07	433,99	261728,83	14,65%	8,00	1,32
0,18	863072,78	98,88	414316,48	38,29%	2,83	2,51	0,49	1527493,60	269,19	604847,35	25,81%	4,36	1,99	0,8	1329507,66	439,49	246642,61	14,35%	8,17	1,30
0,19	907617,84	104,38	435168,51	38,16%	2,84	2,51	0,5	1529031,34	274,68	598334,52	25,36%	4,44	1,96	0,81	1320553,78	444,98	233454,13	14,08%	8,33	1,28
0,2	951140,67	109,87	455370,12	38,01%	2,86	2,50	0,51	1529713,34	280,17	591277,19	24,92%	4,53	1,94	0,82	1312031,64	450,48	220540,36	13,82%	8,49	1,27
0,21	992728,41	115,37	474340,46	37,80%	2,87	2,49	0,52	1528668,48	285,67	583121,09	24,47%	4,62	1,92	0,83	1300576,92	455,97	205760,63	13,53%	8,67	1,25
0,22	1032772,70	120,86	492328,73	37,55%	2,89	2,48	0,53	1526911,58	291,16	574511,93	24,02%	4,71	1,89	0,84	1291104,02	461,46	192241,90	13,27%	8,84	1,23
0,23	1071292,22	126,35	509346,81	37,28%	2,92	2,47	0,54	1524109,59	296,65	565237,79	23,57%	4,81	1,87	0,85	1280375,44	466,96	177924,20	13,01%	9,02	1,21
0,24	1107314,12	131,85	524775,69	36,96%	2,94	2,46	0,55	1519306,45	302,15	554690,36	23,11%	4,92	1,84	0,86	1267680,41	472,45	162355,29	12,72%	9,21	1,19
0,25	1141367,28	137,34	538951,90	36,60%	2,97	2,45	0,56	1515190,77	307,64	544580,35	22,68%	5,02	1,82	0,87	1256251,43	477,94	147591,94	12,46%	9,40	1,17
0,26	1173686,18	142,83	552024,63	36,22%	3,01	2,44	0,57	1510757,74	313,14	534268,41	22,26%	5,12	1,80	0,88	1247032,46	483,44	134234,78	12,22%	9,58	1,16
0,27	1203255,80	148,33	563348,03	35,79%	3,05	2,42	0,58	1505885,81	318,63	523677,20	21,84%	5,23	1,77	0,89	1237013,95	488,93	120368,89	11,97%	9,77	1,14
0,28	1231018,20	153,82	573521,53	35,35%	3,09	2,40	0,59	1499632,17	324,12	512206,84	21,42%	5,34	1,75	0,9	1225790,87	494,42	105736,55	11,72%	9,97	1,12
0,29	1256292,48	159,31	582111,87	34,87%	3,13	2,39	0,6	1492939,85	329,62	500457,35	21,00%	5,46	1,72	0,91	1214445,33	499,92	91026,30	11,47%	10,18	1,10
0,3	1280596,63	164,81	590084,95	34,40%	3,18	2,37	0,61	1486081,11	335,11	488601,97	20,60%	5,57	1,70	0,92	1205247,14	505,41	77682,36	11,25%	10,37	1,09
0,31	1302852,32	170,30	596754,61	33,91%	3,23	2,35	0,62	1478910,41	340,60	476548,10	20,20%	5,69	1,68	0,93	1193195,12	510,90	62522,58	11,00%	10,58	1,07
0,32	1324454,35	175,80	603008,36	33,44%	3,28	2,33	0,63	1472208,56	346,10	464792,55	19,82%	5,81	1,65	0,94	1183385,14	516,40	48789,37	10,77%	10,79	1,05
0,33	1344852,75	181,29	608496,27	32,97%	3,33	2,31	0,64	1465077,47	351,59	452763,88	19,45%	5,93	1,63	0,95	1174010,42	521,89	35333,12	10,56%	10,99	1,04
0,34	1364535,90	186,78	613529,06	32,51%	3,38	2,29	0,65	1457483,64	357,08	440440,77	19,08%	6,06	1,61	0,96	1163269,74	527,39	21007,72	10,33%	11,21	1,02
0,35	1383644,88	192,28	618196,53	32,06%	3,44	2,27	0,66	1449850,83	362,58	428092,86	18,72%	6,18	1,59	0,97	1151666,56	532,88	6133,54	10,10%	11,44	1,01
0,36	1401505,75	197,77	622069,84	31,61%	3,49	2,25	0,67	1441938,15	368,07	415566,88	18,37%	6,31	1,57	0,98	1143412,10	538,37	-6609,92	9,90%	11,64	0,99
0,37	1418368,33	203,26	625307,96	31,17%	3,54	2,24	0,68	1435834,83	373,56	404192,16	18,04%	6,43	1,55	0,99	1131970,76	543,87	-21381,14	9,67%	11,88	0,98
0,38	1434805,85	208,76	628275,62	30,74%	3,60	2,22	0,69	1426631,47	379,06	390844,93	17,69%	6,57	1,52	1	1119311,61	549,36	-36927,22	9,44%	12,13	0,96
0,39	1449683,67	214,25	630250,86	30,30%	3,65	2,20	0,7	1419748,62	384,55	378974,22	17,37%	6,70	1,50							
0,4	1463329,14	219,74	631441,99	29,87%	3,71	2,18	0,71	1411218,33	390,05	366055,26	17,05%	6,83	1,48							



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A2.3 Cálculo de generación de energía para turbina Francis

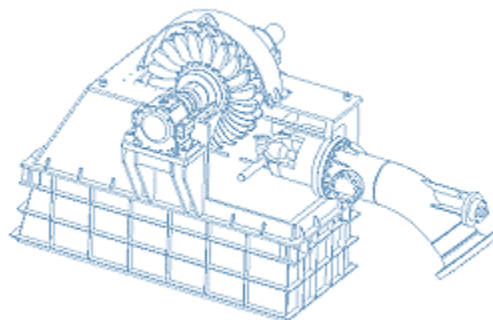
Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b	Caudal (m3/s)	Energía (KWh)	Potencia Nominal (KW)	VAN	TIR	PRI	Rc/b
0,1	511316,82	58,37	245747,93	38,42%	2,82	2,52	0,41	1540229,02	239,31	653684,49	28,95%	3,84	2,14	0,72	1480989,42	420,26	369247,49	16,63%	7,01	1,45
0,11	562448,50	64,21	270322,72	38,42%	2,82	2,52	0,42	1551060,41	245,15	652616,85	28,50%	3,91	2,12	0,73	1473053,10	426,10	356238,25	16,33%	7,15	1,43
0,12	613580,18	70,04	294897,52	38,42%	2,82	2,52	0,43	1560840,16	250,99	650880,07	28,06%	3,98	2,10	0,74	1466492,24	431,93	344104,20	16,05%	7,28	1,42
0,13	664711,87	75,88	319472,31	38,42%	2,82	2,52	0,44	1569389,84	256,83	648360,62	27,61%	4,05	2,07	0,75	1458480,92	437,77	331047,26	15,76%	7,42	1,40
0,14	715843,55	81,72	344047,10	38,42%	2,82	2,52	0,45	1576353,44	262,66	644831,97	27,16%	4,12	2,05	0,76	1451191,71	443,61	318449,77	15,48%	7,56	1,38
0,15	766975,23	87,55	368621,90	38,42%	2,82	2,52	0,46	1583893,40	268,50	641670,05	26,74%	4,19	2,03	0,77	1442718,27	449,45	305098,78	15,20%	7,70	1,36
0,16	817843,83	93,39	393029,29	38,41%	2,82	2,51	0,47	1588937,31	274,34	636919,93	26,30%	4,27	2,01	0,78	1436428,55	455,28	293137,26	14,95%	7,84	1,34
0,17	867877,42	99,23	416905,39	38,37%	2,83	2,51	0,48	1593030,98	280,17	631565,19	25,86%	4,35	1,99	0,79	1428213,85	461,12	279950,89	14,68%	7,98	1,33
0,18	916495,51	105,07	439880,82	38,27%	2,83	2,51	0,49	1596204,05	286,01	625624,69	25,42%	4,43	1,97	0,8	1420426,35	466,96	267036,35	14,43%	8,13	1,31
0,19	963718,09	110,90	461968,32	38,14%	2,84	2,51	0,5	1597723,50	291,85	618632,01	24,98%	4,52	1,94	0,81	1413313,72	472,79	254551,23	14,18%	8,27	1,29
0,2	1009580,21	116,74	483190,17	37,97%	2,86	2,50	0,51	1598474,93	297,68	611150,66	24,54%	4,60	1,92	0,82	1406170,46	478,63	242046,60	13,94%	8,41	1,28
0,21	1053062,51	122,58	502897,79	37,74%	2,88	2,49	0,52	1598333,65	303,52	603101,28	24,11%	4,69	1,90	0,83	1398111,82	484,47	228959,55	13,69%	8,57	1,26
0,22	1094953,68	128,41	521592,99	37,48%	2,90	2,48	0,53	1596124,22	309,36	593735,98	23,66%	4,79	1,87	0,84	1390965,21	490,30	216452,79	13,46%	8,71	1,24
0,23	1135212,61	134,25	539249,63	37,19%	2,92	2,47	0,54	1593639,08	315,20	584195,25	23,23%	4,89	1,85	0,85	1384657,40	496,14	204479,76	13,24%	8,86	1,23
0,24	1172313,13	140,09	554896,62	36,83%	2,95	2,46	0,55	1590169,10	321,03	574027,88	22,80%	4,99	1,83	0,86	1377083,07	501,98	191700,86	13,01%	9,01	1,21
0,25	1207246,14	145,92	569164,45	36,45%	2,99	2,44	0,56	1586168,50	326,87	563522,89	22,38%	5,09	1,80	0,87	1369047,03	507,81	178628,18	12,79%	9,17	1,20
0,26	1240403,93	151,76	582302,74	36,04%	3,02	2,43	0,57	1581398,04	332,71	552528,04	21,96%	5,20	1,78	0,88	1362603,96	513,65	166569,07	12,58%	9,32	1,18
0,27	1270113,30	157,60	593246,86	35,58%	3,07	2,41	0,58	1576622,99	338,54	541530,27	21,55%	5,31	1,76	0,89	1355479,48	519,49	154076,41	12,36%	9,47	1,17
0,28	1298092,66	163,43	603090,21	35,10%	3,11	2,39	0,59	1572295,83	344,38	530817,49	21,16%	5,41	1,73	0,9	1347991,56	525,33	141352,49	12,15%	9,63	1,15
0,29	1324066,57	169,27	611657,51	34,61%	3,16	2,38	0,6	1566880,60	350,22	519412,39	20,77%	5,53	1,71	0,91	1340797,24	531,16	128815,38	11,94%	9,79	1,14
0,3	1347950,51	175,11	618895,00	34,11%	3,21	2,36	0,61	1561094,42	356,05	507771,26	20,39%	5,64	1,69	0,92	1334375,54	537,00	116769,87	11,75%	9,95	1,12
0,31	1370386,88	180,95	625211,43	33,60%	3,26	2,34	0,62	1553563,85	361,89	495020,20	19,99%	5,76	1,66	0,93	1327589,72	542,84	104492,69	11,55%	10,11	1,11
0,32	1391579,87	186,78	630736,71	33,10%	3,32	2,32	0,63	1546446,73	367,73	482532,22	19,62%	5,88	1,64	0,94	1320829,04	548,67	92231,50	11,36%	10,27	1,10
0,33	1411670,59	192,62	635560,64	32,60%	3,37	2,30	0,64	1539881,14	373,56	470395,16	19,26%	6,00	1,62	0,95	1314878,03	554,51	80485,49	11,18%	10,43	1,08
0,34	1430570,90	198,46	639627,12	32,11%	3,43	2,27	0,65	1532380,85	379,40	457663,37	18,90%	6,12	1,60	0,96	1307653,43	560,35	67929,12	10,99%	10,59	1,07
0,35	1449661,77	204,29	643814,86	31,65%	3,48	2,26	0,66	1525012,57	385,24	445015,57	18,55%	6,24	1,58	0,97	1300475,68	566,18	55402,55	10,80%	10,76	1,06
0,36	1466957,54	210,13	646860,40	31,18%	3,54	2,24	0,67	1517399,15	391,08	432211,80	18,20%	6,37	1,56	0,98	1294359,42	572,02	43551,40	10,62%	10,92	1,04
0,37	1483308,97	215,97	649305,08	30,72%	3,60	2,22	0,68	1510438,72	396,91	419823,51	17,87%	6,50	1,53	0,99	1287537,59	577,86	31251,29	10,44%	11,09	1,03
0,38	1499467,45	221,80	651626,98	30,28%	3,66	2,20	0,69	1503869,22	402,75	407683,96	17,56%	6,62	1,51	1	1279707,23	583,70	18309,49	10,26%	11,28	1,02
0,39	1514123,40	227,64	652992,86	29,83%	3,72	2,18	0,7	1496378,36	408,59	394958,17	17,24%	6,75	1,49							
0,4	1527883,40	233,48	653788,64	29,39%	3,78	2,16	0,71	1488313,03	414,42	381866,86	16,93%	6,88	1,47							



ANEXO 3 CATÁLOGOS

A3.1 turbina Pelton

Turbina Pelton marca WKV-AG (suministradora de Hidroabánico)



- Ámbito de altura de caída 30 m hasta 1.000 m
- Potencia de hasta aproximadamente 20.000 kW
- Suministrable con un-, dos-, cuatro-, cinco y seis inyectores
- Posicionamiento del eje en forma vertical u horizontal
- Muy buen comportamiento dinámico a través del deflector de chorro
- Suministrable de 2- o 4- apoyos para la colocación de rodamientos o cojinetes de fricción
- Apropriado excelentemente para fuertes variaciones de volúmenes de agua
- Desarrollado especialmente para el empleo de aguas de difíciles condiciones, la que trae consigo mucha arena, lodo y otros
- Geometría de chorro optimizado para un alto grado de eficiencia
- Regulación de inyectores eléctrica o hidráulicamente
- Rodete construido para alto grado de desgaste de acero o acero fundido cromado
- Sistema de sellado de ejes, libres de mantenimiento



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA ELECTRICA

Turbina Pelton marca tellhowpower

Especificaciones del generador hidroeléctrico con turbina Pelton:

Generador hidroeléctrico con turbina Pelton	
Diámetro de la turbina	0.25 m ~ 1.8 m
Cabeza de agua	H= 70m ~ 800 m
Flujo adecuado de agua	Q= 0.1 m ³ /s ~ 2 m ³ /s
Capacidad de la unidad generadora	55 kw ~ 10000 kw

A3.2 Características del alternador

Alternador marca WEG

Rango de aplicación

Los hidrogeneradores de la línea GH10 actúan en el rango de aplicación y características técnicas presentadas a continuación:

- Rango de potencia: 500kVA a 4.500 kVA
- Número de polos: 4 a 16
- Tensión nominal: 400 V a 3.300 V para 50 Hz
480 V a 4.160 V para 60 Hz

Nota: otras tensiones bajo consulta.

Para el desarrollo de la línea GH10 se establecieron rangos de potencias, cada uno de ellos corresponde a un hidrogenerador con su código de referencia. La tabla 1 muestra todo el rango de aplicación y el alcance de la línea GH10.

GH10					
Código	Rango de potencia [kVA]	400 [V] 50 Hz	480 [V] 60 Hz	3300 [V] 50 Hz	4160 [V] 60 Hz
A	≥ 500 < 750	•	•	•	•
B	≥ 750 < 1250	•	•	•	•
C	≥ 1250 < 1810	•	•	•	•
D	≥ 1810 < 2385	•	•	•	•
E	≥ 2385 < 2900	•	•	•	•
F	≥ 2900 < 3450	•	•	•	•
G	≥ 3450 < 4000	•	•	•	•
H	≥ 4000 < 4500	•	•	•	•

Tabla 1 – Rango de aplicación de la línea GH10

Código del rango de potencia								
Polaridad / rpm	A	B	C	D	E	F	G	H
4 / 1800	-	45B04	50C04	50D04	56E04	56F04	63G04	63H04
6 / 1200	45A06	50B06	50C06	56D06	63E06	63F06	63G06	-
8 / 900	50A08	56B08	56C08	63D08	63E08	-	-	-
10 / 720	50A10	56B10	63C10	63D10	-	-	-	-
12 / 600	56A12	63B12	63C12	-	-	-	-	-
14 / 514	63A14	63B14	-	-	-	-	-	-
16 / 450	63A16	-	-	-	-	-	-	-



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

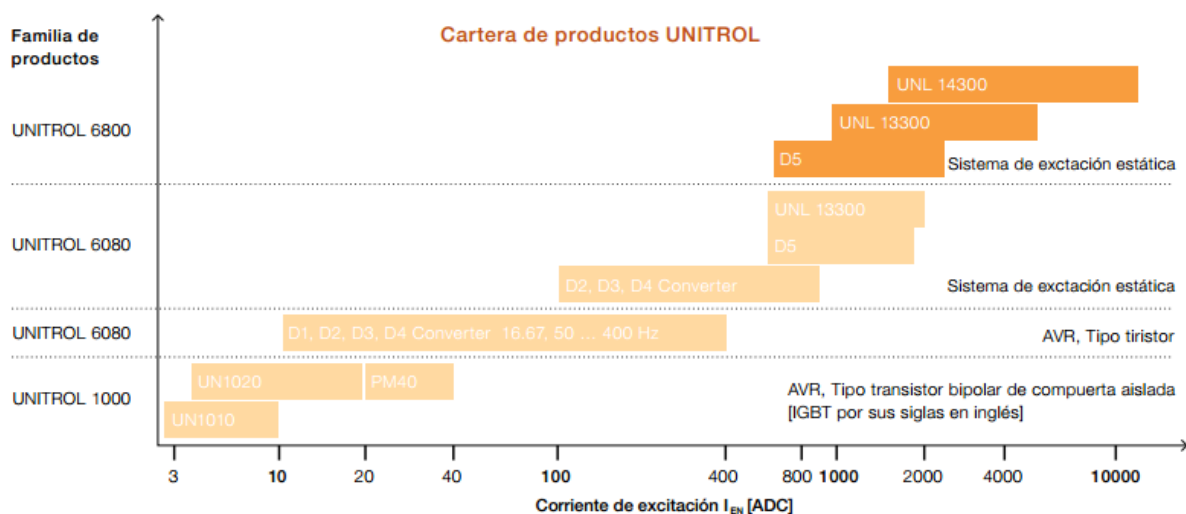
Alternador WKV-AG

Generador sincrónico trifásico sin escobillas de tipo G	G11	G12	G13	G14	G15	G16
Ámbito de potencia / kVA						
1000...7000	x					
1500...8500		x				
2000...10000			x			
4000...20000				x		
4000...16000					x	
6000...22000						x
Ámbito de tensión						
400 V, 480 V	x	x				
660 V, 690 V, <1000 V	x	x				
2,1 - 4,16 kV	x	x	x	x	x	
6,0 - 6,9 kV	x	x	x	x	x	x
7 - 11,5 kV	x	x	x	x	x	x
11,6 - 13,8 kV	x	x	x	x	x	x
15 kV	x	x	x	x	x	x
Ámbito de frecuencia						
50Hz	x	x	x	x	x	x
60Hz	x	x	x	x	x	x
Aplicación especial 30-200Hz	x	x	x			
Rpm						
4-polig 1500/1800 min ⁻¹	x	x	x	x		
6-polig 1000/1200 min ⁻¹	x	x	x	x	x	
8-polig 750/900 min ⁻¹	x	x	x	x	x	
10-polig 600/720 min ⁻¹	x	x	x	x	x	
12-polig 500/600 min ⁻¹	x	x	x	x	x	x
14-polig 429/514 min ⁻¹	x	x	x	x	x	x
16-polig 375/450 min ⁻¹			x	x	x	x
18-polig 333/400 min ⁻¹						x
Tipo de apoyos						
Construcción de 2 apoyos. Rodamiento y cojinete	x	x	x			
Construcción de 2 apoyos con brida para cojinete auto lubricado /con suministro de aceite externo	x	x	x	x	x	x
Construcción de 2 apoyos con soporte de apoyo para cojinete auto lubricado /con suministro de aceite externo	x	x	x	x	x	x
Disposición especial de apoyos bajo pedido	x	x	x	x	x	x
Tipos de protección						
IP23	x	x	x	x	x	x
IP44,IP54,IP55	x	x	x	x	x	x
Formas de construcción						
B3	x	x	x	x	x	x
V1	x	x	x	x	x	x
Formas especiales de construcción bajo pedido	x	x	x	x	x	x



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A3.3 Características de sistema de excitación y regulador de tensión marca WEG



		UNITROL 6800 SES	UNITROL 6080 SES/AVR
Control en lazo cerrado	Monocanal	Sí	Sí
	Canal doble	Sí	Sí
	Canal de reserva	Sí	Sí ¹⁾
Tipo de módulo convertidor		D5 (DCS800)	D1...D5 (DCS800)
		UNL 13300	UNL 13300 ²⁾
		UNL 14300	
Redundancia del convertidor	1+1	Sí	Sí
	n-1/módulos máx.	Sí/8	No
Información de entrada	Frecuencia nominal	1,500 V	690 V
	máx. de CA	50/60 Hz	50/60 – 480 Hz ³⁾
Información máx. de salida	Tensión de techo CC	10,000 A	1,600 A
		1,900 V	850 V

1) Con tercer módulo de convertidor para una corriente continua máxima de ≤ 800 A

2) Soluciones técnicas, a petición

3) > 50/60 Hz solo para productos AVR; también se encuentra disponible el suministro monofásico para estos productos



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A3.4 Características del transformador de tensión ABB Terra 6C

Terra 6C

Drawing number: 1VNA000001X0304

Type: CSS-SC.4.8

Dimensions in mm (WxLxH)

Enclosure (6 degree roof): 1534 x 2734 x 1997 mm

Transformer compartment (oil pit): 899 x 1714 x 1801 mm

Weight without electrical equipment: 1975 kg

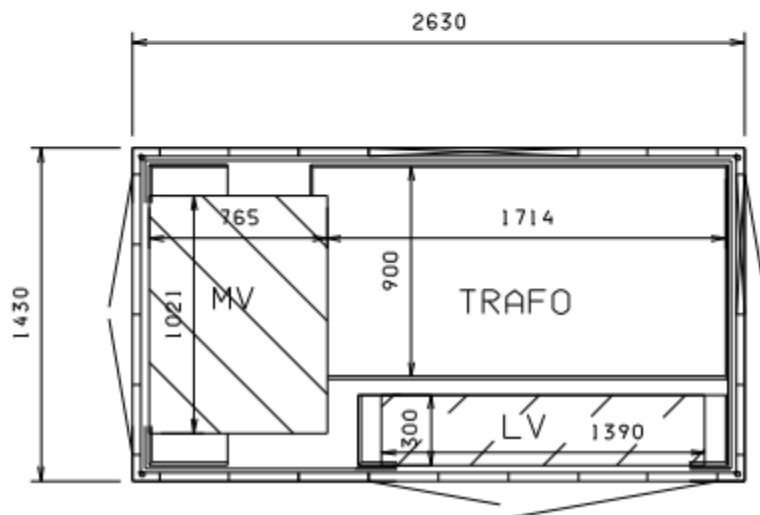
Max. equipment

Transformer: 630 kVA hermetically sealed oil transformer

MV equipment: 3-cubicle SafeRing 12 or 24 kV or

NAL Cubicle 12 kV

LV equipment: LVS2-13M



A3.5 Modulo Solar Monocristalino



Módulo Solar Monocristalino ISO FOTON 225W - CR

ELIJA LO MEJOR. Módulo solar monocristalino Isototón, 225W, fabricados con los máximos estándares de calidad. Con células ultrafinas de alto rendimiento. Solidez y para sus instalaciones fotovoltaicas.

CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS.

- **Tipo de Célula:** Silicio monocristalino, texturada, con capa antirreflexiva, tamaño 156x156 mm.
- **Contactos:** Redundantes, múltiples en cada célula.
- **Nº de células por Módulo:** 60 células en serie
- **Marcos:** Aluminio anodizado.
- **Toma de tierra:** Sí.
- **TALADRO ANTIRROBO:** Sí.
- **Interconexión:** PCB.
- **Cajas de conexión:** 1 caja IP65 con diodos de bypass.
- **Cables:** 1m.(+) 1m(-)4mm² Multicontact MC4 o compatibles.
- **Dimensiones:** 1.667 x 994 x 45 mm.
- **Peso:** 19 g.
- Homologado y certificado por TÜV.
- **Estructura:**
 - o - Vidrio templado y microestructurado de alta transmisividad.
 - o - Células laminadas en EVA (etilen-vinil-acetato).
 - o - Capa posterior de Tedlar / Poliéster de varias capas.



COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDARES DE PRUEBA:

- **Potencia Eléctrica Máxima (P_{max}):** 225 W.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc}):** 36,4 V.
- **Tensión en el punto de máxima potencia (BMP):** 29,4 V.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** 8,33 A.
- **Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}):** 7,65 A.
- **Eficiencia (%)** 13,6.
- **Tolerancia Potencia (%) P_{max})** $\pm 3\%$

VALORES CARACTERISTICOS PARA LA INTEGRACION DEL SISTEMA.

- **Tensión Máxima Permissible en Sistema:** 1.000V
- **Sobrecarga en corriente inversa:** 2h de sobrecarga al 135% del valor máximo de protección.
- **Máxima Carga física Admisible:** 5.400 pa.
- **Condiciones de operación:** -40 °C a 85 °C.
- **Resistencia al impacto:** Granizo de 25mm. desde 1 m. de distancia a 23 m./s.

GARANTIZADO:

- **10 AÑOS DE GARANTÍA DE PRODUCTO.**
- **25 AÑOS DE GARANTÍA DE POTENCIA.**

Producto: Módulo solar monocristalino ISO FOTON 225W -CR
Código: GSF.010.034

A3.6 Inversor marca ABB

Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800 -57-0100kW-A	PVS800 -57-0250kW-A	PVS800 -57-0315kW-B	PVS800 -57-0500kW-A	PVS800 -57-0630kW-B
	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW
Entrada (CC)					
Potencia FV máx. recomendada ($P_{PV, max}$) ¹⁾	120 kW _p	300 kW _p	378 kW _p	600 kW _p	756 kW _p
Rango de tensión CC, mpp (U_{CC})	450 a 825 V	450 a 825 V	525 a 825 V	450 a 825 V	525 a 825 V
Tensión CC máx. ($U_{CC, max}$)	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Intensidad CC máx. ($I_{CC, max}$)	245 A	600 A	615 A	1145 A	1240 A
Rizado de tensión	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Número de entradas CC protegidas (paralelo)	1 (+/-) / 4 ²⁾	2, 4, 8 (+/-) / 8 ²⁾	2, 4, 8 (+/-)	4, 8, 12 (+/-) / 16 ²⁾	4, 8, 12 (+/-)
Salida (CA)					
Potencia de salida CA nominal ($P_{CA, nom}$)	100 kW	250 kW	315 kW ³⁾	500 kW	630 kW ³⁾
Intensidad nominal CA ($I_{CA, nom}$)	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A
Tensión nominal ($U_{CA, nom}$) ⁴⁾	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V
Frecuencia de salida (f_{CA})	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad de red ³⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Compensación del factor de potencia (cos ϕ)	Si	Si	Si	Si	Si
Estructura de la red ³⁾	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
Rendimiento					
Rendimiento máx. ⁷⁾	98,0%	98,0%	98,6%	98,6%	98,6%
Euro-eta ⁷⁾	97,5%	97,6%	98,3%	98,2%	98,4%
Consumo de energía					
Consumo propio en funcionamiento	< 350 W	< 350 W	< 350 W	< 550 W	< 550 W
Consumo en modo de espera	60 W	60 W	60 W	70 W	70 W
Tensión auxiliar externa ⁸⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensiones y peso					
Anchura/Altura/Profundidad, mm (An/Al / P)	1030/2130/646 ⁹⁾	1830/2130/646 ⁹⁾	1830/2130/646 ⁹⁾	2630/2130/646 ⁹⁾	2630/2130/646 ⁹⁾
Peso aprox. ⁹⁾	550 kg	1100 kg	1100 kg	1800 kg	1800 kg

¹⁾ El inversor limita la potencia a un valor seguro

²⁾ Entradas MCB de 80 A opcionales

³⁾ Hasta un 10% de capacidad de sobrecarga a bajas temperaturas. Máximo 110% a 25 °C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

⁴⁾ Tensión de red (+/- 10%)

⁵⁾ A potencia nominal

⁶⁾ En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

⁷⁾ Rendimiento sin consumo auxiliar a min U_{CC}

⁸⁾ Opcional a 115 V y 60 Hz

⁹⁾ Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario

A3.7 Estructuras Fijas

PRODUCTOS Y SERVICIOS

mecasolar ha lanzado una estructura fija optimizada, consiguiendo un producto más robusto, flexible y rentable, para adaptarse a los nuevos requisitos de los clientes.

mecasolar cuenta con las certificaciones CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 lo que permite obtener una excelente calidad de producción, respetuosa con el medio ambiente y acorde con un desarrollo económico y social sostenible.



Actualmente cuenta con los centros productivos:

- ESPAÑA
- GRECIA
- INDIA
- USA
- CANADA

Y un equipo logístico capaz de llegar a cualquier parte del mundo.



**Soluciones
en Estructuras Fijas
MÁS ROBUSTAS,
FLEXIBLES y
MÁS RENTABLES**

MONOPOSTE: Capaz de soportar hasta 2 módulos en vertical o 3 en horizontal.

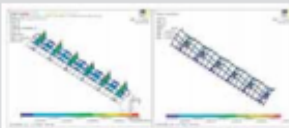
BIPOSTE: Capaz de sostener hasta 3 módulos en vertical ó 6 en horizontal.

mecasolar es una empresa con una clara vocación y orientación al cliente. Con el objetivo de satisfacer las diversas necesidades que nuestros clientes puedan plantearnos, **mecasolar** ofrece una serie de servicios complementarios:

- Adaptación del diseño de la estructura a las necesidades del proyecto, desde el punto de vista de cargas estructurales como de diseño eléctrico.
- Apoyo y gestión en todo lo relativo a la ejecución de la obra civil, baja tensión, media tensión y configuración de módulos e inversores, poniendo a su disposición nuestro departamento de ingeniería.
- Adaptación a las necesidades del "project management" requerido por el cliente, planificando las entregas en los plazos más adecuados para nuestros clientes y gestionando de forma integral y coordinada la logística.

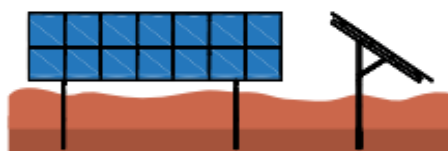
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS



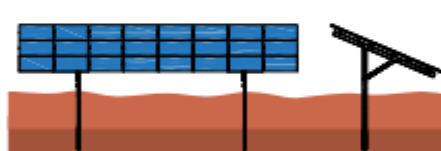
Ángulo orientación	Definido por el cliente (de 0° a 45°).	Anclaje a torreta	Zapata, leca o pilote de hormigón. Tornillo metálico directo al terreno. Hínc.
Capacidad de Módulos y Diseño Estructural	Hasta 3 Filas Verticales. Hasta 6 Filas Horizontales.	Normativa	EC, ASCE, AS NZS, CFE, IS, NCH, SANS.
Distancia mínima del módulo al suelo	Distancia variable, definido por el cliente.	Capacidad de carga	Modelos capaces de soportar hasta 5.000 N/m ²
Desnivel asamblea	Adaptación poligonal al terreno. Deseñivos asumidos por la cimentación ± 20 cm.	Comprobación de la estructura fija mediante software especializado	
Tratamiento anticorrosión	Estructura de acero galvanizado en caliente o en continuo.		
Ensamblaje Módulos	Por medio de piezas especiales de aluminio.		
Módulos a instalar	Cualquier tipo de módulo PV.		

ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA

MONOPOSTE

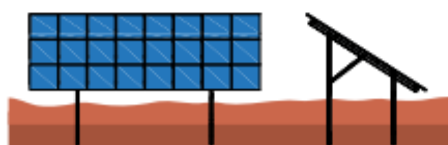


2 módulos en vertical

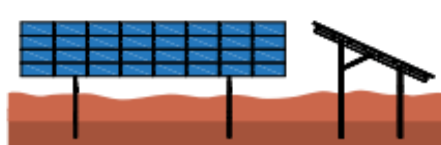


3 módulos en horizontal

BIPOSTE



3 módulos en vertical

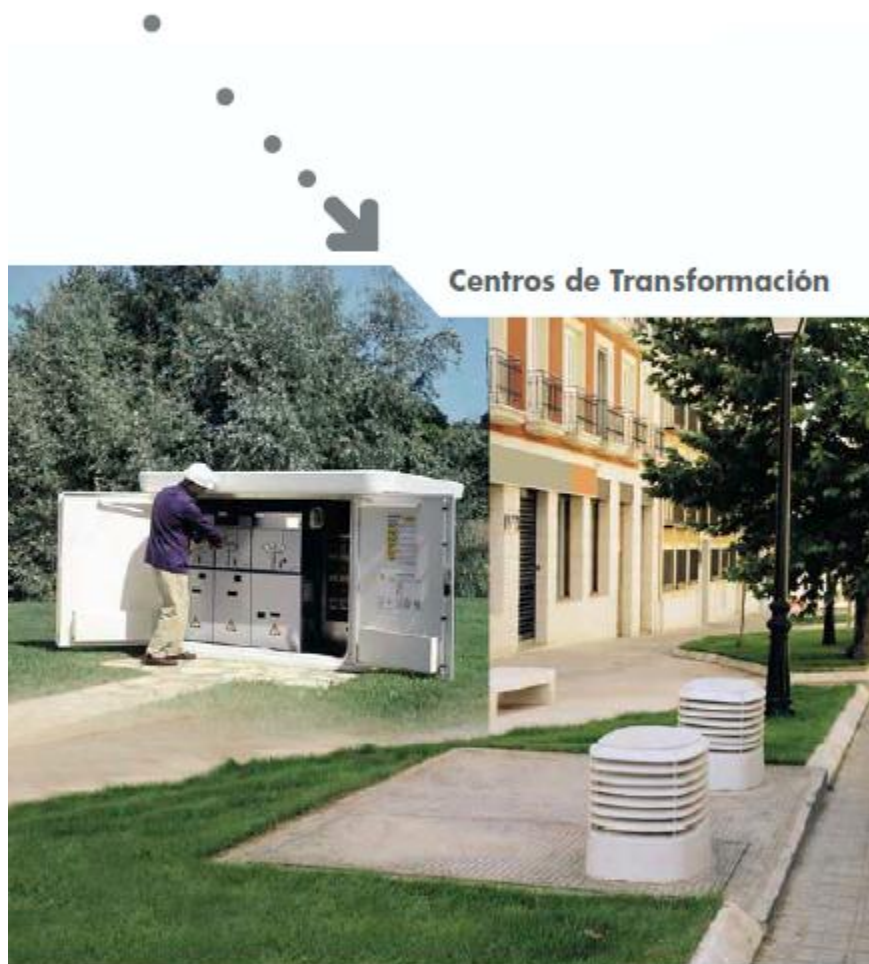


4 ó 6 módulos en horizontal



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

A3.8 Centro de Transformación



**Centros de Transformación
Prefabricados**
Hasta 36 kV

Centros Monobloque Tipo Caseta PFU

Centros de Transformación

PRESENTACIÓN

Los Centros de Transformación PFU constan de una envolvente de hormigón, de estructura monobloque, en cuyo interior se incorporan todos los componentes eléctricos: desde la apertura de Media Tensión, hasta los cuadros de Baja Tensión, incluyendo los transformadores, dispositivos de Control e Interconexiones entre los diversos elementos.

Estos Centros de Transformación presentan como esencial ventaja el hecho de que tanto la construcción, como el montaje y equipamiento interior pueden ser realizados íntegramente en fábrica, garantizando con ello una calidad uniforme y reduciendo considerablemente los trabajos de obra civil y montaje en el punto de instalación. Además, su cuidado diseño permite su instalación tanto en zonas de carácter industrial como en entornos urbanos.



PFU-5 con 2 transformadores de 1000 kVA.

ÁMBITO DE APLICACIÓN

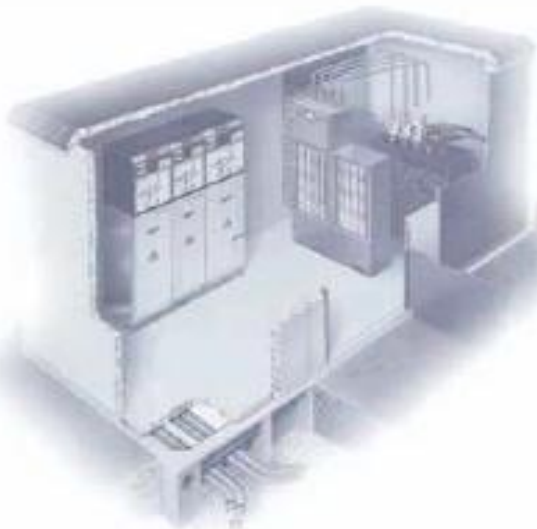
Los Centros de Transformación PFU permiten la realización de los esquemas habituales de suministro eléctrico, que incorporen hasta 2 transformadores, con una potencia unitaria máxima de 1000 kVA¹⁰.

INSTALACIÓN

La instalación de los PFU es especialmente sencilla ya que las operaciones "in situ" pueden reducirse a su posicionamiento en la excavación, y al conexionado de los cables de acometida, que se introducen en los Centros a través de unos agujeros semiperforados en sus bases.



PFU-3 con 1 transformador



Centros Monobloque Tipo Caseta PFU



Caldas CGM

EXPLORACIÓN

La entrada al Centro de Transformación se realiza a través de una puerta en su parte frontal, que da acceso a la zona de aparamenta, en la que se encuentran las caldas de Media Tensión, cuadros de Baja Tensión y elementos de Control del Centro. Si las condiciones de explotación así lo exigen, es posible añadir una segunda puerta de acceso para personas, y establecer una separación física entre las caldas de la Compañía Eléctrica y las del Cliente.

Cada transformador cuenta con una puerta propia para permitir su extracción del Centro o acceso para mantenimiento.



PFU-5 con 1 transformador y PFU-4

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MIE-RAT
UNE-EN 61330, RU 1303A
UNE-EN 60298, RU 64078

UNE 21428-1, HD 428, RU 5201D
UNE 21538, HD 538
UNE-EN 60439-1, RU 63028

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

La envolvente de estos Centros es de hormigón armado vibrado, y se compone de 2 partes: una que aglutina el fondo y las paredes, que incorpora las puertas y rejillas de ventilación natural, y otra que constituye el techo.

Todas las armaduras del hormigón están unidas entre sí y al colector de tierra, según la RU 1303, y las puertas y rejillas presentan una resistencia de 10 kΩ respecto a la tierra de la envolvente.

El acabado estándar del Centro se realiza con pintura acrílica rugosa, de color blanco en las paredes, y color marrón en techos, puertas y rejillas.



Centros de Transformación

CENTROS HASTA 24 kV

		PFU-3	PFU-4	PFU-5
Dimensiones exteriores	Longitud [mm]	3280	4460	6080
	Anchura [mm]	2380	2380	2380
	Altura [mm]	3045	3045	3045
	Superficie [m ²]	7,8	10,7	14,5
	Altura vista [mm]	2585	2585	2585
Dimensiones interiores	Longitud [mm]	3100	4280	5900
	Anchura [mm]	2200	2200	2200
	Altura [mm]	2355	2355	2355
	Superficie [m ²]	6,8	9,4	13,0
Dimensiones excavación	Longitud [mm]	4080	5260	6880
	Anchura [mm]	3180	3180	3180
	Profundidad [mm]	560	560	560
Peso [kg]		10500	12000	17000

CENTROS HASTA 36 kV

		PFU-3	PFU-4	PFU-5
Dimensiones exteriores	Longitud [mm]	3280	4460	6080
	Anchura [mm]	2380	2380	2380
	Altura [mm]	3240	3240	3240
	Superficie [m ²]	7,8	10,7	14,5
	Altura vista [mm]	2780	2780	2780
Dimensiones interiores	Longitud [mm]	3100	4280	5900
	Anchura [mm]	2200	2200	2200
	Altura [mm]	2550	2550	2550
	Superficie [m ²]	6,8	9,4	13,0
Dimensiones excavación	Longitud [mm]	4080	5260	6880
	Anchura [mm]	3180	3180	3180
	Profundidad [mm]	560	560	560
Peso [kg]		11000	12500	18000

NOTA: Dimensiones puerta de acceso: 900/1100 x 2100 mm.
Dimensiones puerta de transformador: 1260 x 2100/2400 mm.



A3.9 Interruptor Diferencial RCC222-T3



Accesorios

Relés diferenciales

Todos los interruptores de la serie Tmax se encuentran preparados para el montaje combinado con relés diferenciales. En particular, los interruptores automáticos Tmax T1, T2 y T3, tripolares y tetrapolares, se pueden combinar con relés diferenciales de la serie RC221 o RC222, en la nueva versión, y los interruptores T4 y T5 tetrapolares con RC222 o RC223 montados abajo.

Los interruptores automáticos diferenciales resultantes garantizan, además de la protección contra sobrecargas y cortocircuitos típica de los interruptores automáticos, la protección de las personas y contra las corrientes de defecto a tierra, y, por lo tanto, aseguran la protección contra los contactos directos, indirectos y los riesgos de incendio. Los relés diferenciales también se pueden montar en los interruptores de maniobra-seccionadores Tmax T1D, T3D, T4D y T5D; en este caso, el aparato resultante es un interruptor diferencial "puro" que garantiza únicamente la protección diferencial y no las típicas de los interruptores automáticos. Los interruptores diferenciales "puros" sólo son sensibles a las corrientes de defecto a tierra y se utilizan, generalmente, como seccionadores principales en pequeños cuadros de distribución hacia servicios finales.

El uso de interruptores diferenciales "puros" y "no puros" permite la monitorización continua del estado de aislamiento de la instalación con lo que se asegura una protección eficaz contra los riesgos de incendio y de explosión y, en los casos con dispositivos $I_{\Delta n} \leq 30$ mA, aseguran la protección de las personas contra los contactos indirectos y directos como integración de las medidas obligatorias previstas por las normativas y por las prescripciones de prevención de seguridad.

Los relés diferenciales están realizados en conformidad con la normativa:

- IEC 60947-2 apéndice B
- IEC 60255-3 (SACE RCQ y RC223) y IEC 61000: para la protección contra los disparos intermitentes
- IEC 60755 (SACE RCQ): para la insensibilidad a las componentes continuas de corriente.

Relés diferenciales RC221 y RC222 para T1, T2 y T3

Los relés diferenciales RC221 y RC222 se pueden instalar en los interruptores automáticos Tmax T1, T2 y T3 así como en los interruptores de maniobra-seccionadores T1D y T3D. Las versiones disponibles hacen posible su uso con interruptores tripolares y tetrapolares, en ejecución fija.

Han sido realizados con tecnología electrónica y actúan directamente en el interruptor mediante un solenoide de apertura

con una sola fase más neutro o sólo dos fases en tensión y en presencia de corrientes unidireccionales pulsantes con componentes continuas.

Se permiten todas las combinaciones posibles de conexión, excepto garantizar, en los tetrapolares, la conexión del neutro al primer polo de la izquierda. Los relés diferenciales RC221 y RC222 se pueden alimentar indistintamente desde arriba o desde abajo.

alimentación durante la fase de realización de las pruebas de aislamiento.

El interruptor tetrapolar con relé diferencial se puede dotar con los accesorios eléctricos que se encuentran disponibles, normalmente, para el interruptor. Los relés de apertura o de mínima tensión se alojan en el hueco situado en la zona del polo del neutro para los interruptores tetrapolares, mientras son incompatibles para los interrup-





Accesorios

Relés diferenciales



Los relés diferenciales están dotados con:

- un solenoide de apertura que se debe instalar en la zona del tercer polo, con un contacto auxiliar de señalización de actuación del relé diferencial
- marco especial.

Se encuentra disponible, bajo demanda, el accesorio de fijación a perfil DIN 50022.

La configuración prevé la introducción del interruptor en la estructura del correspondiente relé diferencial para acceder a las regulaciones en el lado izquierdo del interruptor mientras el toroidal se encuentra en la posición inferior.

Otra característica especial es el tipo de conexión de los cables que se efectúa directamente en el interruptor, una vez montado el relé diferencial, garantizando la simplificación y racionalización de las operaciones de instalación.

Los relés diferenciales con Tmax T2 y T3 montan en la parte inferior exclusivamente terminales anteriores para cables de cobre (FC Cu); por esta razón, cuando se solicita el relé diferencial, en el pedido también se suministra siempre el medio kit de terminales FC Cu (consultar la sección de códigos en la página 7/36).

Para Tmax T1 tetrapolar, es po-

sible montar en la parte inferior el kit de terminales posteriores en pletina horizontal (HR para RC221/RC222).

Siempre para T1 tetrapolar se encuentra disponible una versión de relés diferenciales RC222 para la instalación en módulos de 200 mm. Este relé mantiene las mismas características técnicas que el RC222 para T1, T2 y T3 pero, gracias a la reducción de la altura, se puede instalar en módulos de 200 mm. Además, en el caso de montaje colateral de dos o más unidades, su forma particular permite reducir las dimensiones totales.

3

Relé diferencial RC222 para T4 y T5



Con T4 y T5, en versión tetrapolar, es posible utilizar un relé diferencial RC222 en posición inferior.

Este relé diferencial RC222, en ejecución fija, se puede transformar fácilmente en enchufable mediante el kit correspondiente de transformación.

El relé RC222 se ha realizado con tecnología electrónica y actúa directamente en el interruptor mediante un solenoide de apertura, suministrado con el relé diferencial, que se debe alojar en el hueco situado en la zona del polo de la izquierda.

No necesita alimentación auxiliar ya que se alimenta directamente de la red y su funcionamiento se garantiza incluso con una sola fase más neutro o sólo

sencia de corrientes unidireccionales pulsantes con componentes continuas.

Se permiten todas las combinaciones posibles de conexión, siempre y cuando el neutro sea el primer polo de la izquierda. El relé diferencial RC222 se puede alimentar indistintamente desde abajo o desde arriba.

Es posible controlar constantemente las condiciones de funcionamiento del relé diferencial mediante el pulsador de prueba del circuito electrónico e indicador magnético de actuación diferencial.

Se encuentra disponible un dispositivo de desconexión de la alimentación durante la fase de realización de las pruebas de aislamiento.

se puede dotar con los accesorios eléctricos que se encuentran disponibles, normalmente, para el interruptor. Los relés de apertura o de mínima tensión se alojan en el hueco situado en la zona del polo del neutro.

El relé diferencial está dotado con:

- un solenoide de apertura que se debe instalar en la zona del tercer polo, con un contacto auxiliar de señalización de actuación del relé diferencial
- marco especial.

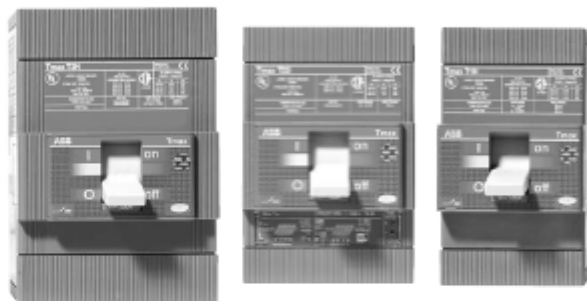
El relé se suministra con terminales anteriores estándar, pero es posible combinar también todos los terminales disponibles para el interruptor correspondiente.

		RC221	RC222	
Tamafios		T1-T2-T3	T1-T2-T3	T4 y T5
Tipo		forma en "L"	forma en "L"	Bajo interruptor
Tecnología		con microprocesador	con microprocesador	con microprocesador
Acción		solenóide	solenóide	solenóide
Tensión primaria de funcionamiento ⁽¹⁾	[V]	85...500	85...500	85...500
Frecuencia de funcionamiento	[Hz]	45...66	45...66	45...66
Autoalimentación		■	■	■
Campo de funcionamiento de la prueba ⁽¹⁾		85...500	85...500	85...500
Corriente asignada de servicio	[A]	hasta 250 A	hasta 250 A	hasta 630 A
Umbral de actuación regulables	[A]	0,03 - 0,1 - 0,3 - 0,5 - 1 - 3	0,03 - 0,06 - 0,1 - 0,3 - 0,5 - 1 - 3 - 5 - 10	0,03 - 0,06 - 0,1 - 0,3 - 0,5 - 1 - 3 - 5 - 10
Tiempos de actuación regulables	[s]	instantáneo	instantáneo - 0,1 - 0,2 - 0,3 - 0,5 - 1 - 2 - 3	instantáneo - 0,1 - 0,2 - 0,3 - 0,5 - 1 - 2 - 3
Tolerancia en los tiempos de actuación			± 20%	± 20%
Señalización local de actuación		■	■	■
SA con contacto de dos conmutación para la señalización de actuación		■	■	■
Entrada para la apertura a distancia			■	■
Contacto NA para la señalización de prealarma			■	■
Contacto NA para la señalización de alarma			■	■
Indicación de prealarma del 25% I _{án} (tolerancia ±3%)			■	■
Indicación temporización de alarma			■	■
Puesta a cero automática del diferencial		■	■	■
Tipo A para corriente alterna pulsante, AC para corriente alterna		■	■	■
Dispositivo de disparo a distancia			■	■
Tipo selectivo			■	■
Tecla para prueba de aislamiento		■	■	■
Alimentación desde arriba y desde abajo		■	■	■
Montaje con interruptores tripolares		■	■	
Montaje con interruptores tetrapolares		■	■	■
Kit de conversión del interruptor con diferencial de fijo a enchufable				■

⁽¹⁾ Funcionamiento hasta 50 V Fase - Neutro

A3.10 Interruptor magneto-térmico TMAX

ABB Tmax Molded case circuit breakers



Introduction

ABB is once again demonstrating its commitment to new product development and its superiority in product performance. Never before has the industry seen such high performance, versatility and standardization in a range of molded case circuit breakers.

The ABB Tmax has been developed to complement the performance-proven Isomax line of circuit breakers. This new breaker, with a range up to 225A, has several very big features that go along with its very small size:

- Double insulation – this construction characteristic allows for the UL Listed field installation of internal accessories without exposure to the power poles.
- Positive operation – all molded case breakers from ABB ensure that the toggle indicates the precise position of the moving contacts. This guarantees safe and reliable signaling by the device.
- Installation – Tmax T1, T2 and T3 can be installed in panels and switchboards in either the horizontal or vertical planes while being fed from either end without any derating of their performance characteristics.
- Range of accessories – In the pursuit of standardization, all Tmax internal and external accessories can be utilized across the entire range from 10A to 225A.
- Interrupt ratings from 22kAIC at 480VAC

The ABB Tmax has the performance and accessories to satisfy all industry requirements in the 480VAC to 500VDC ranges. A single pole molded case version is available for the first time. Standardized sizing and accessories make it easy to design and install these items in all applications.

Frame sizes — three basic sizes

The ABB Tmax series includes three basic frame sizes as well as the T1 single pole with the range rated from 10A to 225A at 480VAC. The various versions carry the following interrupting capacities:

- B basic breaking capacity
- N normal breaking capacity
- S standard breaking capacity
- H high breaking capacity

Derived versions

- T2 circuit breakers with LSII electronic trip units
- Switch disconnectors in T1 and T3 frames
- Circuit breakers for motor circuit protection (MCPs)
- Circuit breakers for direct current

ABB Tmax versions

- Fixed: all models
- Plug-in: T2 & T3 UL
- UL File #E93585 (breakers and MCPs)
- #E116596 (Accessories)
- #E116595 (Molded case switches)



General information
Selection guide
T1 – T3



Circuit-breaker type			T1		T2		T3	
Maximum frame continuous rated current	40°C	A	100		100		225	
Rated operational voltage	50/60 Hz	V	480		480		480	
Test voltage	1 min. 50/60 Hz	V	3000		3000		3000	
Rated impulse withstand voltage		kV	6		6		6	
Poles	No.		1-3		2-3-4		2-3-4	
Performance level			B (1P)		S		N	
UL/CSA short-circuit	240VAC	kA RMS	—	50	65	100	50	65
Interrupting capacity	277VAC	kA RMS	18	—	—	—	—	—
UL 489, File #E3355	480VAC	kA RMS	—	22	35	65	25	35
CSA, File #LR90457	250VDC	kA RMS	—	25	—	—	25	25
	500VDC	kA RMS	—	—	—	—	35	35
IEC-947 rated ultimate short circuit breaking capacity	220/230VAC	kA RMS	25	50	85	100	50	85
	300/400/415VAC	kA RMS	—	36	50	70	36	50
	440VAC	kA RMS	—	22	45	55	25	40
	500VAC	kA RMS	—	15	30	36	20	30
	660/690VAC	kA RMS	—	6	7	8	5	8
Overcurrent trip unit/relays			*		*		*	
Thermal-magnetic			—		*		—	
Microprocessor-based			—		*		—	
Version — Terminals			—		—		—	
Fixed — front or rear			*		*		*	
Plug-in — front or rear (IEC)			—		*		*	
15 Dimensions (fixed circuit-breaker)			—		—		—	
2P & 3P (H x W x D)			in		5.12 x 3.00 x 2.76		5.9 x 4.13 x 2.76	
4P (H x W x D)			in		5.12 x 4.00 x 2.76		5.9 x 5.51 x 2.76	
Mechanical duration			—		—		—	
Operations			No.		25,000		25,000	
Frequency			ops./hour		240		240	
Weights (Fixed 3P)			lbs		1.98		2.43	
							4.63	

General information
Catalog number explanation

Tmax
MCCBs

T3 H 080 TW - 2 xxx

Accessories (added in alpha-numeric order) ^①

A = Auxiliary Switch
S = Shunt trip with voltage code
U_ = Undervoltage release with voltage code

Number of poles

-2 = 2 pole
-4 = 4 pole
None = 3 pole

Type connectors

W = None
L = Lugs included

Trip unit function

B = LVS
D = Molded Case Switch (MCS)
T = Thermal-magnetic - 10X Mag
M = Magnetic only (MCP)
E5 = Electronic MCP

Current rating

015 = 15A
080 = 80A
100 = 100A
225 = 225A

Interrupting rating class

B = Basic
N = Normal
H = High
S = Standard

Frame size

T1 = 100A
T2 = 100A
T3 = 225A

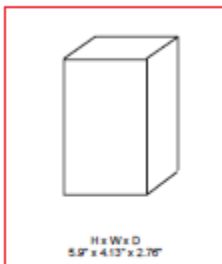


Tmax
MCCBs

T3 225A, 480V Standard thermal-magnetic



T3



H x W x D
5.9" x 4.13" x 2.76"

General

The T3 breaker family ranges from 60 through 225 amperes. The T3 trip units are non-interchangeable and use the very latest technology in electromagnetic relays for overcurrent trip protection. Thermal overload protection is provided by heat sensitive bimetals. Short circuit protection begins at 10 times the thermal rating of the breaker using a precise magnetic coil. State of the art construction in contacts and arcing chambers aid in limiting damaging fault currents through the protected circuits.

Versions

The T3 frame is available in three versions:

T = Thermal-magnetic, fixed

M = Magnetic only (MCP)

D = Molded case switch

Performance levels

The T3 breaker has two performance levels available:

N = Normal

S = Standard

Number of poles

The UL/CSA version of the T3 is available in two, three and four pole versions. IEC versions of the T3 are also available with the same dimensions up to 250 amperes.

Accessory mounting

The T3 frame is double insulated allowing for UL/CSA factory or field installation of internal accessories. No extra control cables are required for field installation.

Shunt trips or UVRE mount in the left cavity and auxiliary contacts with bell alarm mount in the right cavity.

Reverse feeding

All versions of the T3 family are suitable for reverse feed applications.

Molded case switches

UL489 switches include no overcurrent protection except for a high instantaneous trip mechanism for self protection.

UL489 / CSA C22.2 interrupting capacity (kA RMS)

Voltage	Continuous rating	N	S
240VAC	60 – 225A	50	65
480VAC	60 – 225A	25	35
250VDC 2 pole series	60 – 225A	25	35
500VDC 3 pole series	60 – 225A	25	35

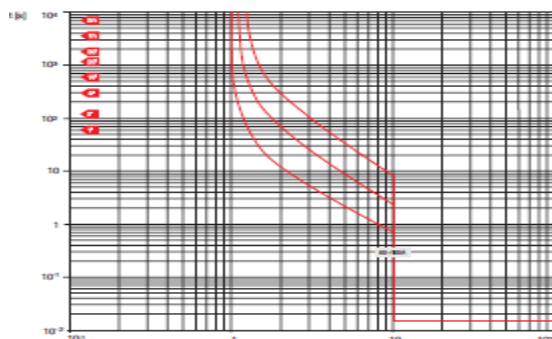
IEC-947 interrupting capacity (kA RMS)

Voltage	Continuous rating	N	S
230V	60 – 225A	50	65
415V	60 – 225A	36	50
440V	60 – 225A	25	40
500V	60 – 225A	20	30
690V	60 – 225A	5	8
250VDC 2 pole series	60 – 225A	36	50
500VDC 3 pole series	60 – 225A	36	50

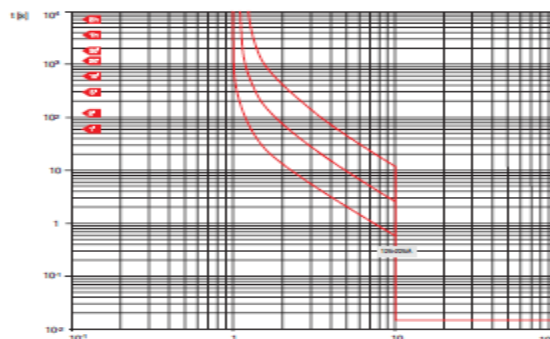
Technical data Trip curves Tmax T3

Tmax
MCCBs

Tmax T3 225 TMF
In = 60 ... 100A



Tmax T3 225 TMF
In = 125 ... 225A



A3.11 Relé de control de tensión y de intensidad

Relés de Control de Tensión e Intensidad Control Multifunción Trifásico, Trifásico con Neutro, TRMS Modelos DPB01, PPB01



DPB01



PPB01

- Relés de control de tensión máx. y mín., secuencia y rotura de fases para sistemas trifásicos
- Controlan si las 3 fases están presentes y si la secuencia de fases es correcta (excepto para versiones N)
- Versiones disponibles (W4) alimentadas entre fase y neutro
- Medida de verdadero valor eficaz (TRMS)
- Controla si las 3 tensiones fase-fase y fase-neutro están dentro de los límites establecidos
- Límites máx. y mín. ajustables por separado
- Mide su propia tensión de alimentación
- Selección de escala de medida mediante interruptores DIP
- Tensión ajustable en escala relativa
- Función de retardo ajustable (0,1 a 30 s)
- Salida programable: Relé SPDT 8 A normalmente activado o normalmente desactivado
- Para montaje en carril DIN según normas DIN/EN 50 022 (DPB01) o módulo enchufable (PPB01)
- Caja Euronorma de 22,5 mm (DPB01) o módulo enchufable de 36 mm (PPB01)
- LED de indicación para relé, alarma y aliment. conectados

Descripción del Producto

Relé de control de tensión para sistemas trifásicos o trifásicos con neutro. Controla la secuencia de fases, la rotura de fases y la tensión máx. y mín. (ajustables

por separado), con función de retardo incorporada. Con escala de medida de 208 a 480 VCA disponible a partir de dos relés multifunción.

Código de Pedido

DPB 01 C M23

Caja _____
Función _____
Modelo _____
Código _____
Salida _____
Alimentación _____

Selección del Modelo

Montaje	Detección secuencia de fase	Salida	Alim.: 208 a 240 VCA	Alim.: 380 a 415 VCA	Alim.: 380 a 480 VCA
Carril DIN	SI	SPDT	DPB 01 C M23	DPB 01 C M48 W4	DPB 01 C M48
Enchufable	SI	SPDT	PPB 01 C M23	PPB 01 C M48 W4	
Enchufable	SI	SPDT		PPB 01 C M48	
Carril DIN	No	SPDT	DPB 01 C M23 N	DPB 01 C M48 N W4	DPB 01 C M48 N
Enchufable	No	SPDT	PPB 01 C M23 N	PPB 01 C M48 N W4	
Enchufable	No	SPDT		PPB 01 C M48 N	

Especificaciones de Entrada

Entrada L1, L2, L3, N Nota: Conectar el neutro sólo si éste está intrínsecamente en el centro de la conex. estrella	DPB01: Terminales L1, L2, L3, N PPB01: Terminales 5, 6, 7, 11 Mide su propia alimentación	Escala Nivel máx. Nivel mín. Nota: La tensión de entrada no debe estar por encima del nivel máx. ni por debajo del nivel mín. ambos indicados.	+2 a +22% de la tensión nominal -22 a -2% de la tensión nominal
Escala de medida 208 a 240 VCA 380 a 415 VCA	177 a 275 V _{CA} CA versiones M23 323 a 475 V _{CA} CA PPB01CM48 PPB01CM48N D/P PPB01CM48W4 D/P PPB01CM48NW4	Históresis Punto de consigna 2 a 4% Punto de consigna 4 a 22%	1% 2%
380 a 480 VCA	323 a 550 V _{CA} CA DPB01CM48 DPB01CM48N		



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA ELECTRICA

DPB01, PFB01

CARLO GAVAZZI

Especificaciones de Salida

Salida	Relé SPDT
Tensión nominal de aislamiento	250 VCA
Clasificac. de contactos (AgSnO₂)	μ
Cargas resistivas AC 1	5 A @ 250 VCA
DC 12	5 A @ 24 VCC
Pag. cargas inductivas AC 15	2,5 A @ 250 VCA
DC 13	2,5 A @ 24 VCC
Vida mecánica	≥ 30 x 10 ⁶ operaciones
Vida eléctrica	≥ 10 ⁴ operaciones (a 8 A, 250 V, cos φ = 1)
Frecuencia operativa	≤ 7200 operaciones/h
Resistencia dieléctrica	
Tensión dieléctrica	≥ 2 KVCA (rms)
Impulso de tensión soportada	4 kV (1,2/50 μs)

Especificaciones de Alimentación

Alimentación	Cat. de instalación III (IEC 60664, IEC 60338)
Tensión de alimentación a través de terminales: L1, L2, L3, N (DPB01) 5, 6, 7, 11 (PFB01) D/P PFB01CM23, D/P PFB01CM23N	208 a 240 V _{L-L} CA ±15% 45 a 65 Hz
D/P PFB01CM48W4, D/P PFB01CM48NW4, PFB01CM48, PFB01CM48N	380 a 415 V _{L-L} CA ±15% (220 a 240 V _{L-N} CA ±15%) 45 a 65 Hz
DPB01CM48, DPB01CM48N	380 a 480 V _{L-L} CA ±15% (220 a 277 V _{L-N} CA ±15%) 45 a 65 Hz
Potencia nominal	
DPB01CM23x, PFB01CM23x	13 VA @ 400 A V CA, 50 Hz
DPB01CM48x, PFB01CM48x	13 VA @ 230 A V CA, 50 Hz Suministrada por L1 y L2
DPB01CM48xW4 DPB01CM48xW4	13 VA @ 400 AVAC, 50 Hz Suministrada por L1 y N

Especificaciones Generales

Retardo a la conexión	1 s ± 0,5 s o 0,5 s ± 0,5 s
Tiempo de respuesta	
Secuencia de fase incorrecta o rotura total de fase	< 200 ms (variación de señal de entrada de -20% a +20% o de +20% a -20% del valor ajustado)
Nivel de tensión	< 200 ms (retardo < 0,1 s) < 200 ms (retardo < 0,1 s)
Retardo conexión alarma	< 200 ms (retardo < 0,1 s)
Retardo desconexión alarma	< 200 ms (retardo < 0,1 s)
Precisión	(tiempo de calentamiento: 15 min) ± 1000 ppm/°C
Variación de temperatura	± 10% del valor ajust. ± 50 ms
Retardo conexión alarma	± 0,5% a fondo de escala
Repetibilidad	
Indicación para	
Alimentación conectada	LED, verde
Alarma conectada	LED, rojo (parpadea a 2 Hz durante la temporización)
Relé conectado	LED, amarillo
Entorno	(EN 60529)
Grado de protección	IP 20
Grado de contaminación	3 (DPB01), 2 (PFB01)
Temperatura de trabajo	± Tensión max., 50 Hz ± Tensión max., 60 Hz
Temperatura almacenamiento	-20 a 60°C, H.R. < 95% -20 a 50°C, H.R. < 95% -30 a 80°C, H.R. < 95%
Caja	
Dimensiones	DPB01 22,5 x 80 x 99,5 mm PFB01 36 x 80 x 94 mm
Peso	Aprox. 120 g
Terminales a tornillo	
Par de apriete	Máx. 0,5 Nm según normas IEC 60947
Homologaciones	UL, CSA (excepto para versiones W4)
Marca CE	SI
EMC	
Inmunidad	Compatibilidad electromag.
Emisiones	Según normas EN 61000-6-2 Según normas EN 61000-6-3

Modo de Operación

Conectados con las 3 fases (y neutro) los relés DPB01 y PFB01 conectan cuando las 3 fases están presentes al mismo tiempo, la secuencia de fases es correcta (no versiones N) y los niveles de la tensión fase-fase (o fase-neutro) están dentro de los límites seleccionados. Si alguna de las tensiones fase-fase o fase-neutro está por encima o por debajo de los respectivos niveles máx. y mín. seleccionados, el LED

rojo parpadeará a 2 Hz y el relé de salida desconectará tras el período de tiempo ajustado. En cualquier caso, si se selecciona la medida fase-neutro, se controlará tanto la tensión fase-fase como la tensión fase-neutro. Si la secuencia de fase es incorrecta o se produce una pérdida de fase, el relé de salida desconectará inmediatamente tras un período de retardo de 200 ms. El fallo será indicado por el

LED rojo parpadearando a 5 Hz durante la situación de alarma.

Ejemplo 1

(control de la red principal)

El relé controla la tensión máx. y mín., la rotura de fases y la correcta secuencia de fases. En el caso de la versión N, el relé controla la tensión máx. y mín.

Ejemplo 2

(control de carga)

El relé desconecta al interrumpirse una o varias fases, cuando alguna de las tensiones está por debajo del nivel mín. seleccionado o por encima del nivel máx. seleccionado.

DPB01, PPB01



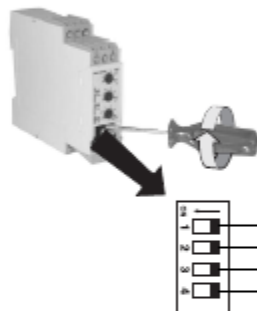
Ajuste de Función/Escala/Nivel y Retardo de tiempo

Seleccionar la entrada de intensidad deseada a través de los Interruptores DIP 3 y 4, y la función a través de los Interruptores DIP 1 y 2. Para acceder a los Interruptores DIP abrir la tapa de plástico como indica la figura.

Selección de nivel y retardo de tiempo:
Potenciómetro superior: Ajuste del nivel mínimo en escala relativa.

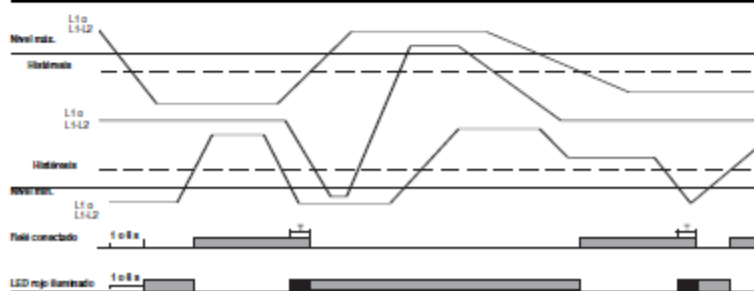
Potenciómetro central: Ajuste del nivel máximo en escala relativa.

Potenciómetro inferior: Ajuste del retardo a la conexión de la alarma en escala absoluta (0,1 a 30 s).



Retardo a la conexión				
ON: 0 s ± 0.5 s				
OFF: 1 s ± 0.5 s				
Tensión medida				
ON: Entre fase-neutro				
OFF: Entre fases				
Escala de medida				
SW3	ON	ON	OFF	OFF
SW4	ON	OFF	ON	OFF
M23 F-F Tensión	208 VCA	220 VCA	230 VCA	240 VCA
M48 F-F Tensión	380 VCA	400 VCA	415 VCA	480 VCA DPB01CM48 DPB01CM48N sólo
M48 F-N Tensión	220 VCA	230 VCA	240 VCA	277 VCA DPB01CM48 DPB01CM48N sólo

Diagramas de Operación



A3.12 Características del Relé de control de frecuencia

Protecciones

Hz Variación de frecuencia

Relé monofásico, control frecuencia

- Control de frecuencia en líneas monofásicas o trifásicas con y sin neutro.
- Aplicable en generadores, grupos electrógenos, cogeneración y líneas.
- Límites máximo y mínimo ajustables independientemente.
- Dos relés de salida, uno para cada límite.

H



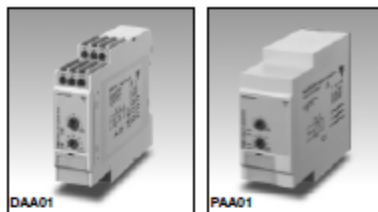
Protecciones	Hz>	Hz<
Modelos	115 Vca	230 Vca
Frecuencia	Seleccionable 50-60 Hz	
Rango de regulación superior V	Hz> De +0,5 a +3,5 Hz. Escalones de 0,5 Hz (±0,1%)	
Rango de regulación inferior V	Hz< De -0,5 a -3,5 Hz. Escalones de 0,5 Hz (±0,1%)	
Código	12100	12101

Características	
Tipo de corriente	Monofásica, trifásica y trifásica con neutro
Alimentación ±10%	Autoalimentado monofásico
Precisión	±0,1%
Retardo a la desconexión (TD)	Ajustable de 0,2 a 30 s ± 5%
Retardo al rearme (RD)	-
Rearme	Automático
Histéresis	≤ 0,5% de la frecuencia nominal
Señalización	3 LED's: ON + Hz> + Hz<
Contactos de salida	2 relés, 1 por límite, con 1 conmutado NA - NC
Poder de corte	I _b : 5A; AC15 - 250V - 2A; DC13 - 30V - 2A
Terminales: Sección máx / Par máx. de apriete	2,5 mm ² , No. 22 - 12AWG / 20Ncm, 1.8 LB - IN
Consumo	3,7 VA (230 Vca)
Grado de protección / peso	IP20 / 0,3 kg
Temperatura de almacenaje / funcionamiento	-30°C +70°C / -15°C +60°C

A3.13 Relé Temporizado de retardo a la conexión DAA01 CM24

Temporizadores Retardo a la Conexión Modelo DAA01, PAA01

CARLO GAVAZZI



- Escala de tiempo: de 0,1 s a 100 h
- Selección de escala por potenciómetro
- Tiempo ajustable por potenciómetro
- Arranque automático
- Repetibilidad: $\pm 0,2\%$
- Salida: un relé SPDT 6 A ó 2 relés SPDT 6 A
- Para montaje en carril DIN según normas DIN/EN 50 022 o enchufable
- Caja Euronorma de 22,5 o módulo enchufable de 36 mm
- Alimentación combinada en CA y CC
- LED de indicación para relé y alimentación conectados

Descripción del Producto

Temporizador multifunción de retardo a la conexión con 7 escalas de tiempo ajustables de 0,1 s a 100 h. Para montaje en carril DIN o enchufable (PAA01).

Código de pedido

DAA 01 C M24

Caja _____
Función _____
Modelo _____
Código _____
Salida _____
Alimentación _____

Selección del Modelo

Montaje	Salida	Caja	Alim.: 24 VCC y 24 a 240 VCA	Alim.: 24 a 240 VCA/CC
Carril DIN	1 x SPDT 2 x SPDT	Caja D	DAA01CM24	DAA01DM24
Enchufable	1 x SPDT 2 x SPDT	Caja P	PAA01CM24	PAA01DM24

Especificaciones de Tiempo

Escalas de tiempo Ajustables por potenciómetro	0,1 a 1 s 1 a 10 s 6 a 60 s 60 a 600 s 0,1 a 1 h 1 a 10 h 10 a 100 h
Precisión	$< 5\%$
Repetibilidad	$< 0,2\%$
Variación de tiempo Dentro de la tensión de alim. y temperatura ambiente	$\pm 0,05\%/V$ $\pm 0,2\%/^{\circ}C$
Puesta a cero Interrupción de la alimentación	$> 200\text{ ms}$

Especificaciones de Salida

Salida	Relé 1 o 2 x SPDT
Tensión de aislamiento	250 VCA (rms)
Clasificación contactos (AgSnO ₂) μ	AC 1 8 A @ 250 VCA DC 12 5 A @ 24 VCC AC 15 2,5 A @ 250 VCA DC 13 2,5 A @ 24 VCC
Pot. cargas inductivas	
Vida mecánica	$\pm 30 \times 10^6$ operaciones
Vida eléctrica	$\pm 10^4$ operaciones (a 6 A, 250 V, $\cos \phi = 1$)
Frecuencia operativa	< 7200 operaciones/h
Tensiones de aislamiento	2 kVCA (rms)
Tensión contra sobrecargas transitorias	4 kV (1,2/50 μs)

Especificaciones de Alimentación

Alimentación Tensión de alimentación a través de terminales: (DAA01C) (PAA01C)	A1, A2 o 2, 10	Cat. instalación III (IEC 60664, IEC 60038) 24 VCC $\pm 15\%$ y 24 a 240 VCA $\pm 10\%$ -15%, 45 a 65 Hz	Interrupción de tensión $\pm 10\text{ ms}$
(DAA01D) (PAA01D)	A1, A2 o 2, 10	24 a 240 VCA/CC $\pm 10\%$ -15%, 45 a 65 Hz	Potencia nominal Alimentación CA 4 VA Alimentación CC 1,5 W

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso (24.10.05)

1

DAA01, PAA01

CARLO GAVAZZI

Especificaciones Generales

Retardo a la conexión	± 100 ms
Tiempo de reacción	
Contacto instantáneo	< 20 ms a partir de la conexión
Indicación de	
Alimentación conectada	LED, verde
Relé de salida conectado	LED, amarillo (parpadeando durante la temporización)
Entorno	(EN 60529)
Grado de protección	IP 20
Grado de contaminación	3 (DAA01), 2 (PAA01) (IEC 60664)
Temperatura de trabajo	-20° a +60°C, H.R. < 95%
Temperatura almacenamiento	-30° a +80°C, H.R. < 95%
Dimensiones de la caja	
Versión a carril DIN	22,5 x 80 x 99,5 mm
Versión enchufable	36 x 80 x 94 mm
Peso	Aprox. 130 g
Terminales a tornillo (DAA01)	
Par de apriete	Max. 0,5 Nm según normas IEC EN 60947
Homologaciones	UL, CSA RINA (DAA01 solo)
Marca CE	SI
(EMC)	
Inmunidad	Compatibilidad electromag. Según normas EN 61000-6-2
Emisiones	Según normas EN 61000-6-3
Especificaciones temporizador	Según normas EN 61812-1

Ajuste de Tiempo

Potenciómetro central:	Potenciómetro inferior:
Ajuste de tiempo en escala	Ajuste de escala de tiempo: 1 a 10 sobre la escala elegida

Modo de Operación

El LED amarillo parpadea al comenzar la temporización, cuando conecta el relé. El segundo relé puede funcionar como contacto de conmutación instantánea o retardada. La selección se hace mediante el interruptor DIP situado bajo la puerta de plástico del frente del aparato. El período de retardo ajustado se inicia al conectar la tensión de alimentación. Finalizado el período de retardo el relé conecta y no desconectará hasta que se interrumpa la tensión de alimentación durante más de 200 ms. Si antes de que el relé conecte se interrumpe la tensión de alimentación durante más de 200 ms, el tiempo se pondrá a cero y el circuito estará listo para iniciar un nuevo período.

Diagramas de Conexiones

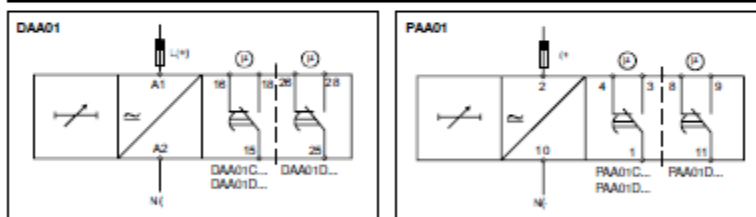
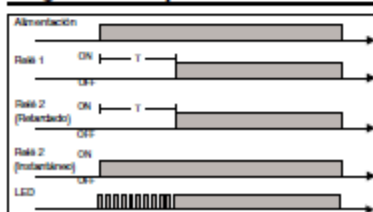
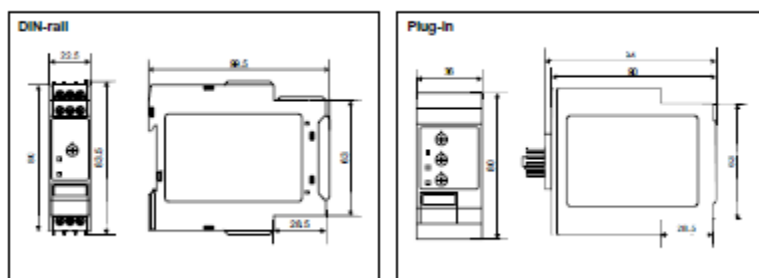


Diagrama de Operación







































































Dimensiones



A3.14 Contactor 4p. EK110-40

Contacteurs tétrapolaires EK.. - Bobine a.c. Références de commande

 EK 110-40-11	Courant assigné d'emploi AC-1 θ ≤ 40 °C A	Contacts aux. montés 	Symbole commercial tension bobine en clair : 	Numéro d'identification à compléter par le code tension bobine : 	Masse kg Cond ^{ne} 1 pièce
 EK 175-40-11	200	1 1 2 2	EK 110-40-11  EK 110-40-22 	SK 824 440 -   SK 824 450 -  	4,300 4,350
	250	1 1 2 2	EK 150-40-11  EK 150-40-22 	SK 824 441 -   SK 824 451 -  	4,350 4,400
 EK 370-40-11	300	1 1 2 2	EK 175-40-11  EK 175-40-22 	SK 825 440 -   SK 825 448 -  	6,600 6,650
	350	1 1 2 2	EK 210-40-11  EK 210-40-22 	SK 825 441 -   SK 825 451 -  	6,600 6,650
 EK 1000-40-11	550	1 1 2 2	EK 370-40-11  EK 370-40-22 	SK 827 040 -   SK 827 042 -  	17,200 17,200
	800	1 1 2 2	EK 550-40-11  EK 550-40-22 	SK 827 041 -   SK 827 043 -  	17,200 17,200
	1000	1 1 2 2	EK 1000-40-11  EK 1000-40-22 	SK 827 044 -   SK 827 045 -  	17,500 17,500

Codes tension bobine : EK 110 ... EK 1000		
Tension (V) 50 Hz : 	Tension (V) 60 Hz : 	Code tension : 
48	-	 
-	110	 
110	120	 
220 ... 230	- *	 
230 ... 240	-	 
-	380	 
380 ... 400	440	 
400 ... 415	-	 

Autres tensions : page 37.
* 240 V 60 Hz pour EK 370 ... EK 1000



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

ANEXO 4 SIMULACIÓN

SIMULACIÓN DE LA CONEXIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO A LA RED CON PROGRAMA CYME





UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

PARÁMETROS REQUERIDOS EN LA SIMULACIÓN

Características del conductor

Conductor

Lista de equipos

- AAAC5005.1/0
- AAAC5005.2
- AAAC5005.2/0
- AAAC5005.266.8
- AAAC5005.3/0
- AAAC5005.300
- AAAC5005.336.4
- AAAC5005.4
- AAAC5005.4/0
- AAAC5005.477
- AAAC5005.6
- AAAC6201.1/0
- AAAC6201.2
- AAAC6201.2/0
- AAAC6201.3/0
- AAAC6201.4
- AAAC6201.6
- ACSR.1/0
- ACSR.2
- ACSR.2/0**
- ACSR.266.8
- ACSR.3/0
- ACSR.300
- ACSR.336.4

Buscar

General Límites de carga Fiabilidad Notas

Detalles de construcción

Palabra código: QUAIL

Tipo de construcción: Conductor de aluminio reforzado con acero

Material: Aluminio

Tamaño: 67,44 mm²

Diámetro interno: 0,37851 cm

Diámetro externo: 1,13538 cm

RGM: 0,15545 cm

Capacidad nominal

C rte perman. nominal: 276,0 Amps

Capac. de soporte de cc: 300,0 Amps

Resistencia

	ac	cc	
R 25°C:	0,4387	0,0	Ohmios/km
R 50°C:	0,5561	0,0	Ohmios/km

Cerrar

Espaciamento de circuitos simples

Espaciamento de circuitos simples

Lista de equipos

- 1CP
- 1VP
- 2CP
- 2VP
- 3CP**
- 3SP
- 3VP
- DEFAULT

Buscar

General Notas

Tipo de datos de espaciamento: Configuración detallada

DMG...

Configuración de la torre: Genérico

Nro fases: 3

Nro conductores / fase: 1

Distancia entre haces (h) en: 0,01

Nro conductores neutros: 1

Estado de los conductores: Editar...

Distancias

a: 0,0 m

b: 0,0 m

c: 0,0 m

d: 0,0 m

e: 0,0 m

Coordenadas (en metros)

	X	Y
1	0	10
2	1,1	10,5
3	2,2	10
N1	1,3	9,1

Previsualizar...

Cerrar



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Propiedades del tramo

Propiedades del tramo

Nombre del tramo: 26675_MTA

Fase: ☒ A ☒ B ☒ C

Zona: NO-DEFINIDO

Medio ambiente: Desconocido Más...

Dispositivos: + Agregar - Quitar

Nodos: Configuración por fase, Impedancias equivalentes, Modelo de flujo de carga óptimo, Modelo armónico

Configuración por fase

Tipo: Configuración por fase Falas...

Número: 26675_MTA

Estado: Conectado

Longitud: 2108,6227 m

Parámetros

Posición: ABC

Fase A: ACSR, 2/0

Fase B: ACSR, 2/0

Fase C: ACSR, 2/0

Neutro: ACSR, 2

Distancia: 3CP

Resistividad de la tierra: 100,0 Ohmios-m

Reducir Aceptar Cancelar



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Parámetros para la generación fotovoltaica

Propiedades del tramo

Nombre del tramo: 57

Fase: ☒ A ☒ B ☒ C

Zona: NO-DEFINIDO

Medio ambiente: Desconocido Más...

Dispositivos: + Agregar - Quitar

Nodos: Fotovoltaico

- Convertidor de fuente de tensión
- Curva de dinámica a largo plazo
- Modelo de insolación
- Antifuncionamiento en isla
- Modelo armónico

Fotovoltaico

Nombre: DEFAULT

Número: 67

Estado: Conectado

Ubicación:

Parámetros

Panel fotovoltaico

Número de células FV conectadas en serie (Ns): 23

Número de strings paralelos (Np): 23

Potencia nominal del panel fotovoltaico (Prate): 118,98 kW

Potencia activa inicial*: 100,0 kW

Factor de potencia*: 100,0 %

Temperatura ambiental: 8,0 °C

Análisis de cortocircuito

Contribución de la falla**: 100,0 %

* : Salida lado red

** : contribución de la falla trifásica basada en la corriente nominal del generador

<< Reducir

Aceptar Cancelar

Propiedades del tramo

Nombre del tramo: 67

Fase: ☒ A ☒ B ☒ C

Zona: NO-DEFINIDO

Medio ambiente: Desconocido Más...

Dispositivos: + Agregar - Quitar

Nodos: Fotovoltaico

- Convertidor de fuente de tensión
- Curva de dinámica a largo plazo
- Modelo de insolación
- Antifuncionamiento en isla
- Modelo armónico

Convertidor de fuente de tensión

Potencia nominal VSC (Svsc): 100,0 kVA

Capacitancia del condensador (Cdc): 15000,0 uF

Tensión nominal CC (Vdc): 1,0 kV

Resistencia de acoplamiento lado red (R): 0,0 Ohmios

Inductancia de acoplamiento lado red (L): 0,006 H

Diagrama de conexión:



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Parámetros para la generación Hidráulica

Propiedades del tramo

Nombre del tramo:

Fase: ☒ A ☒ B ☒ C

Zona:

Medio ambiente: Más...

Dispositivos:

Nodos:

- Generador síncrono
 - Modelo dinámico
 - Curva de dinámica a largo plazo
 - Modelo armónico
 - Excitatriz
 - Turbina
 - Estabilizador
 - Distribución del generador

Generador síncrono

Nombre:

Número:

Estado:

Ubicación:

Parámetros

Control

Tipo de control: Perfiles...

En el nudo:

Tensión deseada: kVLL

Ángulo inicial: grados

Potencia activa: kW

Potencia reactiva máx.: kVAR

Factor de potencia: %

Potencia reactiva mín.: kVAR

Impedancia de puesta a tierra

Rg: Ohmios

Xg: Ohmios

☐ Modelar como si fuese una unidad de red de energía (Estándar S.C. IEC-60909-0)

Generador síncrono

Lista de equipos:

General

Capacidad nominal

Potencia nominal: kVA

Tensión nominal: kVLL

Potencia activa: kW

Factor de potencia: %

Número de polos:

Potencia reactiva máx.: kVAR

Potencia reactiva mín.: kVAR

Configuración

☒ Límites Q fija

☐ Q = f(Pgen)

Impedancias del generador

	R	X
Régimen permanente Z:	<input type="text" value="0,017"/>	<input type="text" value="0,17"/>
Transitorio Z':	<input type="text" value="0,00812"/>	<input type="text" value="0,16449"/>
Subtransitorio Z'':	<input type="text" value="0,00706"/>	<input type="text" value="0,14303"/>
Secuencia homopolar Z0:	<input type="text" value="0,00233"/>	<input type="text" value="0,0472"/>
Secuencia inversa Z2:	<input type="text" value="0,00706"/>	<input type="text" value="0,14303"/>

☐ Ohmios

☒ p.u.

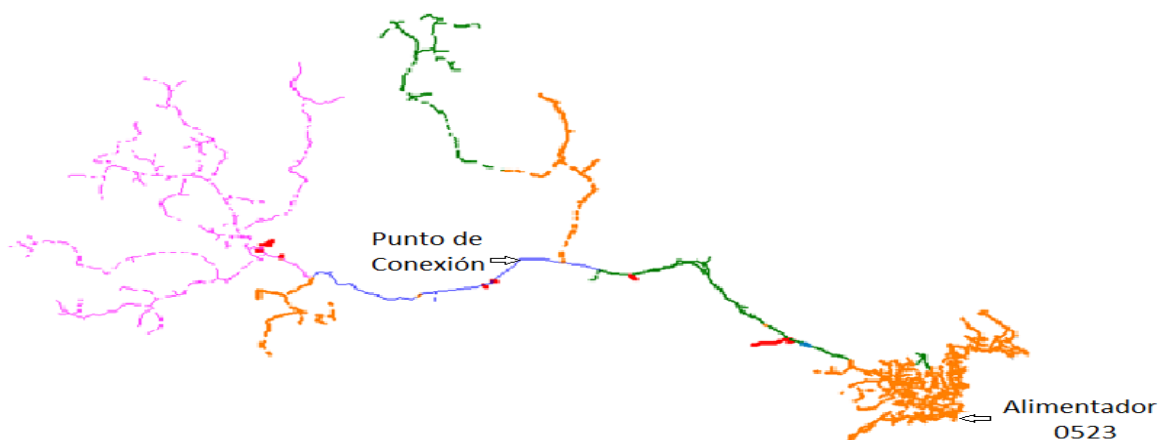
Impedancia de puesta a tierra

Puesta a tierra Zg: Ohmios



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

**RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN SIN CONSIDERAR LA CENTRAL
HÍBRIDA**



Codificación por color - Colorear por nivel de tensión (%)

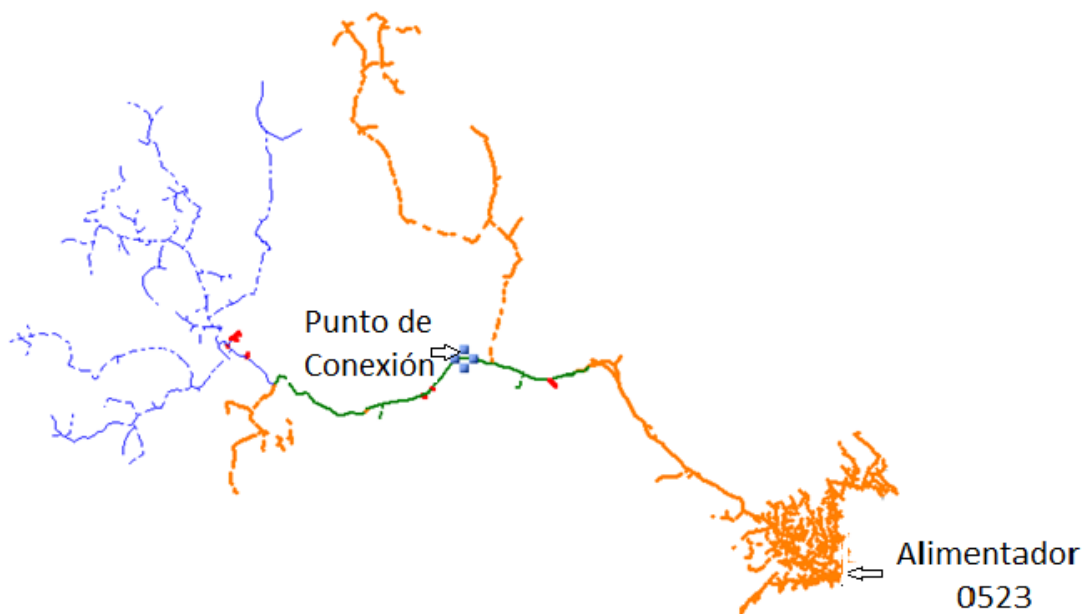
Detalles

<input checked="" type="checkbox"/>	Mayor que (%)	Menor o igual a (%)	Anchura de	Color
<input checked="" type="checkbox"/>	0	80	1	
<input checked="" type="checkbox"/>	80	85	1	
<input checked="" type="checkbox"/>	85	90	1	
<input checked="" type="checkbox"/>	90	95	2	
<input checked="" type="checkbox"/>	95	100	3	
<input checked="" type="checkbox"/>	100	105	4	



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CONSIDERANDO LA CENTRAL HÍBRIDA



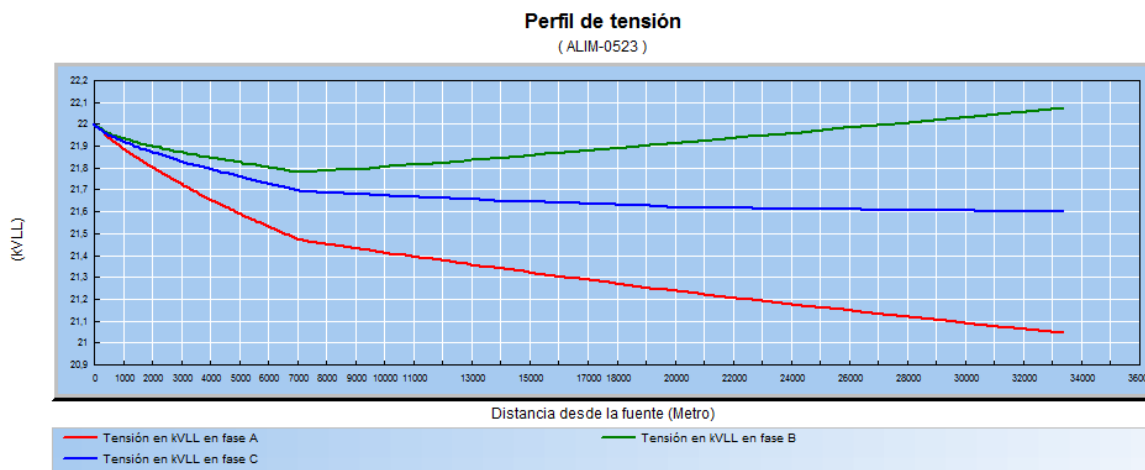
Codificación por color - Colorear por nivel de tensión (%)

Detalles				
<input checked="" type="checkbox"/>	Mayor que (%)	Menor o igual a (%)	Anchura de	Color
<input checked="" type="checkbox"/>	0	80	1	
<input checked="" type="checkbox"/>	80	85	1	
<input checked="" type="checkbox"/>	85	90	1	
<input checked="" type="checkbox"/>	90	95	2	
<input checked="" type="checkbox"/>	95	100	3	
<input checked="" type="checkbox"/>	100	105	4	

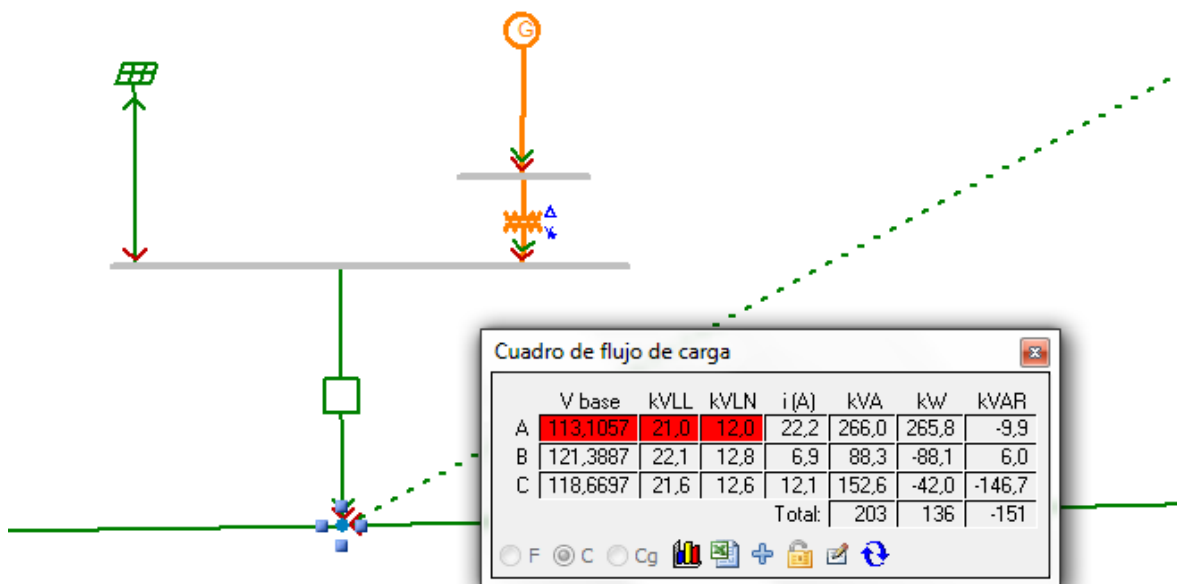


UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Perfil de tensión desde la cabecera del alimentador hasta el punto de conexión con la nueva central



Resultado de la simulación en el tramo 26675_MTA correspondiente al punto de conexión.





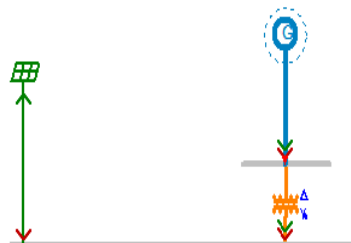
UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

Datos de aportación de energía a la red

VISTA

Bloqueado sobre el nombre Tramo: 67

	V base	KVLL	KVLN	i (A)	KVA	KW	KVAR
A	113,1057	21,0	12,0	2,7	32,0	32,0	-1,4
B	121,3887	22,1	12,8	2,7	34,4	34,4	0,9
C	118,6697	21,6	12,6	2,7	33,6	33,6	0,5
Total:					100	100	-0



Cuadro de flujo de carga

	V base	KVLL	KVLN	i (A)	KVA	KW	KVAR
A	122,4851	0,5	0,3	568,2	160,7	137,7	82,8
B	119,6476	0,5	0,3	575,3	159,0	134,6	84,6
C	125,2616	0,5	0,3	562,4	162,7	137,7	86,6
Total:					482	410	254

